Supplemento ordinario alla “Gazzetta Ufficiale” n. 205 del 4 settembre 2009 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

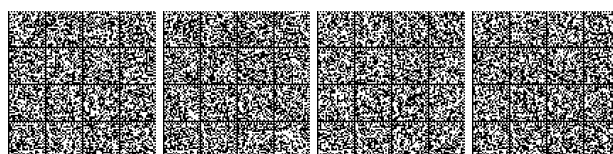
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Venerdì, 4 settembre 2009** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06-85081

N. 164

AUTORITÀ PER L’ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni Arg/gas 69/09, 79/09, 82/09, 83/09, 88/09, 92/09, Arg/elt 73/09, 76/09, 78/09, 81/09, 87/09, 90/09, 91/09, Arg/com 80/09.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

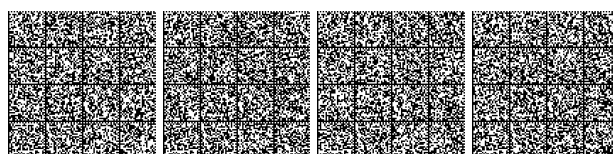
DELIBERAZIONE 5 giugno 2009.

Disposizioni urgenti in materia di servizio di misura dei punti di riconsegna di gas naturale a partire dal 1° luglio 2009 (modificazioni all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, e alle deliberazioni n. 138/04, 229/01 e 126/04). (Deliberazione ARG/gas 69/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 5 giugno 2009

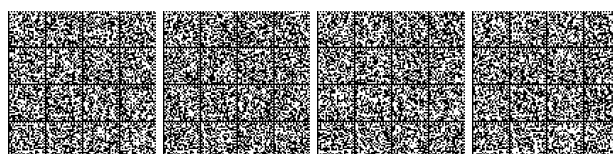
Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003;
- l'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) 29 dicembre 2000, n. 237/00 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 237/00);
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 229/01 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 229/01);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01 (di seguito: deliberazione n. 311/01);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 22 luglio 2004, n. 126/04 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: Allegato A alla deliberazione n. 126/04);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 138/04);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06 (di seguito: deliberazione n. 108/06);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 contenente "Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG): approvazione della Parte I "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG)";
- la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 2008, ARG/com 134/08;

- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 recante "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)" approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (di seguito: TIVG);
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità n. 2/07 (di seguito: la determinazione n. 2/07);
- le osservazioni inviate dai rappresentanti del gruppo di lavoro tecnico "misura distribuzione gas" a seguito degli incontri organizzati.

Considerato che:

- l'Autorità, ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, con la deliberazione n. 138/04 ha definito i criteri di libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, sulla base dei quali le imprese di distribuzione sono tenute a predisporre i propri codici di rete;
- con la deliberazione ARG/gas 159/08, l'Autorità ha adottato il Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 e in particolare ha approvato la **"**Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012" (RTDG), recante fra l'altro le nuove disposizioni in materia di conversione dei volumi di gas misurati, e ha intestato alle imprese di distribuzione l'intera responsabilità del servizio di misura, riconducendo il servizio nell'ambito dei servizi regolati;
- con la deliberazione ARG/gas 197/08, l'Autorità ha stabilito che l'assunzione della responsabilità del servizio di misura alle imprese di distribuzione con riferimento all'attività di *meter reading* decorra dall'1 luglio 2009.

Considerato che:

- la deliberazione n. 229/01 ha definito le condizioni minime inderogabili per i contratti di vendita di gas naturale con i clienti finali che alla data di entrata in vigore della stessa non fossero risultati clienti idonei ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 e che non si fossero nel frattempo avvalsi della facoltà di cambiare fornitore e che tali condizioni devono essere proposte in modo trasparente, come condizioni contrattuali di riferimento, dall'esercente la vendita ai clienti del mercato libero, i quali possono comunque negoziare con l'esercente e scegliere, in alternativa, eventuali differenti condizioni contrattuali;
- le previsioni della deliberazione n. 229/01 trovano inoltre applicazione al servizio di vendita di tipi di gas diversi dal gas naturale a clienti serviti attraverso reti di gasdotti locali;
- il servizio di misura del gas naturale rappresenta un'attività rilevante in relazione al rapporto tra venditore e cliente finale di gas naturale e che, attualmente, la

deliberazione n. 229/01 individua nell'esercente la vendita il soggetto responsabile, nel rapporto con il cliente finale di cui al provvedimento stesso, dell'attività di *meter reading*;
- la fatturazione dei consumi dei clienti finali cui si applica la deliberazione n. 229/01 rimane, in ogni caso, sotto la responsabilità dell'esercente la vendita il quale è tenuto ad utilizzare l'autolettura ai fini della fatturazione secondo quanto previsto dalla stessa deliberazione n. 229/01, risultando necessario prevedere che è comunque fatta salva una eventuale successiva rettifica a seguito di rilevazione effettiva.

Considerato inoltre che:

- al fine di approfondire, con approccio sistemico, le principali tematiche inerenti l'attività di misura dei consumi di gas naturale dei punti di riconsegna e di specificare le responsabilità e gli obblighi connessi all'ordinato svolgimento di tale attività in capo alle imprese di distribuzione e/o agli altri soggetti a seguito della mutata intestazione di responsabilità del servizio di misura stabilita dalla RTDG, è stato avviato, in seno al gruppo di lavoro per l'elaborazione di proposte finalizzate all'aggiornamento del codice di rete tipo istituito con la determinazione n. 2/07, un gruppo di lavoro tecnico composto, oltre che da funzionari dell'Autorità, dai rappresentanti di imprese di distribuzione di diverse dimensioni, da rappresentanti delle diverse associazioni delle imprese di distribuzione e degli esercenti la vendita e da operatori singoli che ne hanno chiesto la partecipazione;
- il gruppo di lavoro tecnico si è riunito due volte per analizzare le ipotesi di intervento proposte dagli Uffici dell'Autorità, ipotesi adottate anche tenendo conto dell'esigenza di attuare le disposizioni della RTDG con decorrenza 1 luglio 2009;
- nel primo incontro del gruppo di lavoro tecnico è stata avviata l'analisi in merito a:
  - il perimetro dell'attività di *meter reading* in capo all'impresa di distribuzione, e, in particolare, le frequenze e cadenze obbligatorie di raccolta delle misure e gli obblighi di messa a disposizione dei dati di misura, la relativa tempistica e la definizione dei connessi standard di comunicazione;
  - il trattamento delle autoletture;

  descrivendo i principi di base e i criteri di individuazione delle diverse soluzioni;
- è inoltre stata data illustrazione in merito a:
  - l'orientamento dell'Autorità, anche in considerazione delle attuali modalità di allocazione del gas nell'ambito del servizi di bilanciamento, a considerare l'attività di validazione delle misure parte integrante dell'attività di *meter reading* e che gli esiti di tale attività siano di pari validità anche quando prodotti a partire dai dati delle procedure di autolettura eventualmente messe a disposizione dagli esercenti la vendita:
  - l'opportunità che le frequenze di raccolta delle misure di tutti i punti di riconsegna sulle reti di distribuzione ricalchino in prima attuazione gli obblighi attualmente stabiliti dalla deliberazione n. 229/01, rimandando a una successiva fase l'eventuale previsione di frequenze più ravvicinate;

- l'opportunità di introdurre l'obbligo di cadenza, oltre che di frequenza, della raccolta delle misure, al fine di garantire significatività ai dati di consumo in considerazione dell'andamento stagionale dei valori commerciali del gas naturale;
  - la necessità di definire i relativi flussi informativi a seguito del nuovo assetto di responsabilità;
- nel secondo incontro è stata inoltre data illustrazione delle eventuali conseguenti modifiche della deliberazione n. 229/01 ed è stato affrontato il tema dell'applicazione del coefficiente di conversione C di cui all'articolo 38 della RTDG (di seguito: coefficiente di conversione C) ai fini allocativi, nonché dell'opportunità di un allineamento informativo del valore di tale coefficiente relativamente a ciascun punto di riconsegna fra le imprese di distribuzione e gli esercenti la vendita;
- le osservazioni finali dei partecipanti al gruppo di lavoro hanno indicato:
  a) in merito all'attività di *meter reading*, generale consenso a:
    - l'introduzione di obblighi di frequenza di raccolta delle misure di tutti i punti di riconsegna in analogia a quanto stabilito dalla deliberazione n. 229/01, mentre parte dei soggetti coinvolti considera accettabile che la prima rilevazione per i punti di riconsegna con consumo medio annuo inferiore a 5000 Smc con nuova attivazione della fornitura avvenga entro i primi sei mesi, anziché i primi tre mesi;
    - l'introduzione di una cadenza delle rilevazioni che garantisca una adeguata distanza fra due successive rilevazioni con riferimento alla frequenza obbligatoria corrispondente alla fascia di consumo del punto di riconsegna;
    - da parte delle imprese di distribuzione, la scadenza del sesto giorno lavorativo del mese successivo a quello di competenza per la messa a disposizione agli esercenti la vendita degli esiti dell'attività di rilevazione delle misure, mentre gli esercenti la vendita considerano adeguata l'introduzione di un obbligo simmetrico a quanto attualmente previsto per loro dal codice di rete tipo;
    - l'introduzione di un criterio unico nazionale di validazione delle misure che le imprese di distribuzione sono tenute ad adottare, al fine di permettere un tempestivo riscontro da parte degli esercenti la vendita ai clienti finali che usufruiscono della procedura di autolettura di ammissibilità dei dati e che tale criterio sia in prima applicazione un criterio semplificato;
    - l'utilizzo di file elettronici di formato "CSV" e dell'invio tramite posta elettronica certificata (di seguito: "PEC") dei flussi informativi in analisi, visti l'urgenza della definizione di uno standard minimale e lo stato di avanzamento dei lavori sullo standard di comunicazione nazionale e in attesa di un'effettiva standardizzazione degli strumenti di comunicazione cosiddetti evoluti utilizzati dalle imprese di distribuzione;
  b) in merito alle procedure di autolettura:
    - la maggioranza degli operatori condivide il mantenimento dell'obbligo di messa a disposizione di una procedura di autolettura in capo agli esercenti la vendita che servono clienti in regime di tutela;

- le imprese di distribuzione ritengono opportuno che le misure che provengono da autolettura debbano essere inoltrate all'impresa di distribuzione mentre fra gli esercenti la vendita vi è pluralità di opinioni in merito;

c) in relazione alle previsioni della deliberazione n. 229/01, generale consenso alla necessità di armonizzare le stesse al mutato contesto regolatorio con particolare riguardo:
  - alla previsione che il riconoscimento dell'indennizzo automatico a favore del cliente finale per mancata raccolta delle misure in caso di misuratore accessibile sia posto a carico dell'impresa di distribuzione;
  - all'indicazione della causa della mancata raccolta della misura e/o del riconoscimento dell'indennizzo automatico nella prima bolletta utile, e non più nella prima bolletta emessa dall'esercente la vendita;
  - all'obbligo di fatturazione a conguaglio da parte dell'esercente la vendita solo nel caso di messa a disposizione da parte dell'impresa di distribuzione dei consumi rilevati a mezzo di raccolta;

d) in relazione alle previsioni del Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 126/04 è stata segnalata la necessità di adeguare le previsioni del Codice di condotta stesso al nuovo assetto regolatorio.

Considerato altresì che:

- le nuove modalità di calcolo di correzione dei volumi prevedono la determinazione del coefficiente di conversione C da parte dell'impresa di distribuzione e che tale coefficiente sia riportato nei documenti di fatturazione del servizio di distribuzione;
- gli esercenti la vendita hanno rappresentato la difficoltà dell'estrazione di tale dato dai documenti di fatturazione ai fini dell'espletamento dei propri processi gestionali, in considerazione delle diverse modalità di realizzazione ed invio dei documenti di fatturazione da parte delle imprese di distribuzione.

Considerato inoltre che:

- l'articolo 16 della deliberazione n. 237/00 definisce i criteri per il calcolo del potere calorifico superiore convenzionale con riferimento a ciascuna località e che, ai sensi della deliberazione n. 138/03, gli esercenti la vendita utilizzano il livello determinato sulla base di tali criteri ai fini della trasformazione dei corrispettivi variabili unitari rapportati all'energia consumata, espressa in GJ, in corrispettivi espressi in euro per metro cubo;
- la deliberazione n. 159/08 prevede che, fino alla pubblicazione da parte dell'Autorità dei livelli delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione e di misura relativi all'anno 2009, continuano ad applicarsi le tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008, i cui corrispettivi unitari variabili risultano espressi in euro/GJ; e che, conseguentemente, valgono le disposizioni di calcolo e di applicazione sui corrispettivi previsti dalle deliberazioni n. 237/00 e n. 138/03;

- successivamente alla pubblicazione delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione e di misura, la RTDG non prevede criteri per il calcolo del potere calorifico superiore convenzionale in quanto non più elemento necessario per la trasformazione dei corrispettivi unitari variabili del servizio di distribuzione, già espressi in centesimi di euro/Smc;
- il TIVG prevede che alcuni corrispettivi unitari delle condizioni economiche del servizio di tutela siano espressi in euro/GJ e prevede che tali corrispettivi vengano trasformati in corrispettivi unitari espressi in centesimi di euro/Smc attraverso l'applicazione del potere calorifico convenzionale della località, espresso in MJ/Smc.

Considerato infine che:

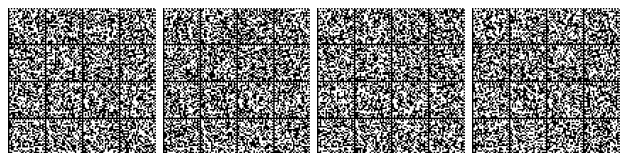
- la deliberazione n. 229/01 attualmente prevede che gli esercenti la vendita debbano inviare un operatore con l'incarico di eseguire la raccolta della misura dai totalizzatori dei gruppi di misura per i punti di riconsegna con consumo medio annuo:
  - compreso fra 500 e 5000 Smc almeno una volta ogni sei mesi;
  - inferiore o uguale a 500 Smc almeno una volta all'anno;
- conseguentemente alle previsioni di cui al precedente alinea, i soggetti responsabili della rilevazione delle misure devono, con riferimento al primo semestre dell'anno 2009, aver effettuato almeno un tentativo di raccolta delle misure entro il 30 giugno 2009 per i punti di riconsegna con consumo medio annuo maggiore di 500 Smc mentre, per i punti di riconsegna con consumo medio annuo non superiore a tale soglia, l'impresa di distribuzione può non conoscere se l'obbligo di tentativo di raccolta annuale è già stato ottemperato dal precedente responsabile dell'attività.

Ritenuto che sia necessario:

- modificare il TIVG integrando la consistenza, oltre a quanto già ricompreso dalla RTDG, della definizione del servizio di misura, con particolare riferimento a obblighi ed oneri in materia di raccolta, validazione e messa a disposizione dei dati di misura, in capo alle imprese di distribuzione con decorrenza dall'1 luglio 2009;
- modificare la deliberazione n. 229/01 apportando variazioni ad alcune previsioni relative alla periodicità e modalità di raccolta delle misure, alla periodicità di fatturazione dei consumi, alle modalità di calcolo dei consumi e agli indennizzi per mancata raccolta della misura per misuratore accessibile;
- modificare, in relazione ai clienti finali del gas naturale, il Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 126/04, con riguardo alle modalità di utilizzo dei dati di misura rilevati dall'impresa di distribuzione e conseguente riconoscimento dell'indennizzo automatico in caso di mancato utilizzo dei suddetti dati in accordo alla tempistica eventualmente indicata in contratto;
- prevedere che, sia nell'indicazione della causa di mancata raccolta della misura, sia nel caso di riconoscimento dell'indennizzo automatico, non possa farsi più riferimento alla prima bolletta emessa, bensì alla prima bolletta utile, in

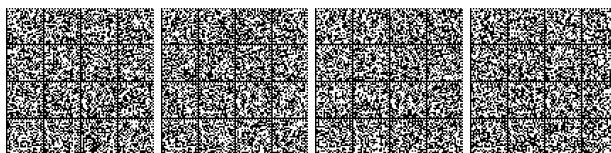
considerazione della circostanza della trasmissione dei suddetti dati dall'impresa di distribuzione all'esercente la vendita senza l'immediata disponibilità delle informazioni necessarie a quest'ultimo soggetto;
- definire un livello specifico di qualità relativo alla mancata raccolta della misura da parte dell'impresa di distribuzione nel caso di clienti titolari di punti di riconsegna dotati di misuratori accessibili;
- modificare la deliberazione n. 138/04 per tener conto delle mutate responsabilità del servizio di misura previste dalla normativa vigente e dell'applicazione del nuovo coefficiente di conversione C.

Ritenuto che sia opportuno:

- nelle more della definizione del livello specifico di qualità relativo alla mancata raccolta della misura di punti di riconsegna dotati di misuratori accessibili, ed al fine di consentire una corretta successione nelle attività di *meter reading*, disporre una sospensione per il semestre 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2009 dell'obbligo relativo al riconoscimento di indennizzo automatico per mancata raccolta della misura di misuratore accessibile previsto ai sensi del comma 4.2 della deliberazione n. 229/01;
- prevedere che le imprese di distribuzione mettano a disposizione, attraverso uno specifico invio e con modalità di immediato utilizzo, l'informazione relativa al coefficiente di conversione C in tempo utile per l'applicazione del medesimo coefficiente a partire dall'entrata in vigore delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione e misura e delle disposizioni di cui al presente provvedimento;
- prevedere che ciascun esercente la vendita comunichi all'impresa di distribuzione, con riferimento ai punti di riconsegna con consumi medi annui non superiori a 500 Smc e per i quali è stato responsabile dell'attività di *meter reading* nel corso del primo semestre dell'anno 2009, se è stato effettuato un tentativo di raccolta delle misure non andato a buon fine;
- stabilire dei termini per l'assegnazione del livello di accessibilità dei misuratori, al fine di garantire alle imprese di distribuzione la possibilità di adeguare la propria classificazione rispetto alle nuove definizioni di accessibilità previste dal TIVG;
- stabilire che i criteri per il calcolo del potere calorifico convenzionale siano mantenuti inalterati con riferimento all'intero anno termico 2008-2009, prevedendo conseguentemente che continuino ad applicarsi i valori attualmente utilizzati;
- prevedere che, con successivo provvedimento, l'Autorità definisca i nuovi criteri per il calcolo del potere calorifico convenzionale, anche al fine di provvedere a tale calcolo con riferimento all'anno civile, nonché le modalità di messa a disposizione del dato dall'impresa di distribuzione all'esercente la vendita

DELIBERA

1. che le imprese di distribuzione comunichino agli esercenti la vendita, entro il 25 giugno 2009, per ogni punto di riconsegna non provvisto di apparecchiature di correzione dei volumi della propria rete di distribuzione, individuato tramite codice PDR e la matricola del contatore, il corrispondente valore del coefficiente di conversione C, tramite invio di file elettronico di formato "CSV", con titolo indicante la ragione sociale del mittente e del destinatario e le parole "Corrispondenza C – PDR", a mezzo "PEC", avente come oggetto il medesimo titolo del suddetto file;
2. di modificare la deliberazione n. 138/04 nei termini di seguito riportati:
   a) all'articolo 1, comma 1, è aggiunta la seguente definizione:
      "• **RTDG**: è la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 recante la "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012" approvata con la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08.";
   b) all'articolo 16, al comma 16.2 le parole "Il soggetto che effettua la lettura" sono sostituite da "L'impresa di distribuzione" e le parole "all'impresa di distribuzione" sono eliminate;
   c) all'articolo 18, il comma 18.8 è sostituito da:
      "18.8 Per i punti di riconsegna privi di tali apparecchiature, i valori del massimo prelievo orario sono determinati con prove in campo utilizzando la seguente formula:

$$P_{or} = \frac{P_{prova} * 3600 * Z}{N}$$

      dove
      - P_{or} è il massimo prelievo orario;
      - P_{prova} è il prelievo nel periodo di prova;
      - N sono i secondi della prova;
      - Z assume:
        - per punti di riconsegna non dotati di correttore di volume il valore del coefficiente di conversione C di cui alla RTDG, articolo 38;
        - per punti di riconsegna dotati di correttore di volume, il valore uguale a 1 (essendo il prelievo nel periodo di prova già rilevato mediante il dispositivo di correzione dei volumi).";
   d) all'articolo 19, al comma 19.1, lettera c), le parole "un opportuno fattore di correzione " sono sostituite dalle parole "il coefficiente di conversione C di cui alla RTDG, articolo 38.";
   e) l'articolo 25 è soppresso;
3. di prevedere che le imprese di distribuzione utilizzino:
   - il coefficiente di conversione C, per la correzione dei volumi, ai fini allocativi, di competenza degli utenti della distribuzione dei quantitativi di

gas relativi ai punti di riconsegna dotati di un misuratore non provvisto di apparecchiature di correzione dei volumi;
- il coefficiente Z della formula di cui alla deliberazione n. 138/04, articolo 18, comma 8, utilizzata per il calcolo del massimo prelievo orario, assuma il valore del coefficiente di conversione C per punti di riconsegna non dotati di correttore di volume;

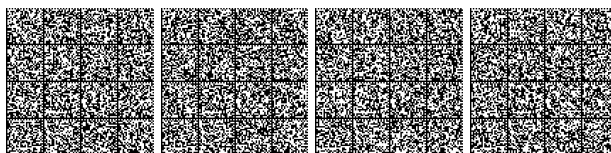
4. di modificare il TIVG come di seguito riportato:
   a) all'articolo 1, comma 1, sono aggiunte le seguenti definizioni:
      "• **Autolettura** è la rilevazione da parte del cliente finale con conseguente comunicazione all'esercente la vendita della misura espressa dal totalizzatore numerico del misuratore;
      - **Dato di Misura** è l'esito dell'attività di validazione;
      - **Misuratore accessibile** è il misuratore per cui l'accesso al segnante del misuratore ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica;
      - **Misuratore non accessibile** è il misuratore per cui l'accesso al segnante del misuratore ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna medesimo o di altra persona da questi incaricata;
      - **Misuratore con accessibilità parziale** è il misuratore avente caratteristiche differenti dal misuratore accessibile e dal misuratore non accessibile; in particolare a tale misuratore l'impresa di distribuzione può normalmente accedere ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori in presenza di persona che consenta l'accesso del luogo dove il misuratore è installato;
      - **Rilevazione** è l'attività che comprende la raccolta e la validazione delle misure;";
   b) l'articolo 14 è sostituito dal seguente articolo:

"**Articolo 14**

Modalità di rilevazione e archiviazione delle misure dei punti di riconsegna

14.1 L'impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare almeno un tentativo di raccolta della misura del gas naturale riconsegnato, espressa dal totalizzatore del misuratore:
   a) almeno una volta in ciascun anno civile, per i punti di riconsegna con consumi fino a 500 Smc/anno;
   b) almeno una volta ogni sei mesi in un anno civile, per i punti di riconsegna con consumi superiori a 500 Smc/anno e fino a 5000 Smc/anno;
   c) almeno una volta al mese per i punti di riconsegna con consumi superiori a 5000 Smc/anno a esclusione dei mesi in cui i consumi storici sono inferiori del 90% ai consumi medi mensili.

14.2 L'impresa di distribuzione, ai fini dell'applicazione di quanto previsto dal comma 14.1, utilizza i dati di cui all'articolo 8, comma 8.1, della deliberazione n. 138/04.

14.3 Ai fini della validazione delle misure, l'impresa di distribuzione applica l'algoritmo unico nazionale definito dall'Autorità.

14.4 Nel caso di nuove attivazioni relative a punti di riconsegna con consumi fino a 5000 Smc/anno, l'impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare un tentativo di raccolta della misura, entro sei mesi dalla data di nuova attivazione.

14.5 In caso di tentativo di raccolta della misura non andato a buon fine, l'impresa di distribuzione è tenuta a informare il cliente finale dell'eventuale possibilità dell'autolettura, rilasciando una nota informativa cartacea con il seguente contenuto:
"Informiamo che il nostro incaricato non ha potuto effettuare la lettura del contatore gas. Per maggiori informazioni sulla possibilità di trasmettere i dati di lettura del Vostro contatore, Vi invitiamo a contattare il Vostro Venditore di Gas". Data rilascio avviso ...." ";

c) l'articolo 15 è sostituito dal seguente articolo:

"**Articolo 15**
Messa a disposizione dei dati di misura

15.1 L'impresa di distribuzione mette a disposizione a ciascun esercente la vendita i dati di misura in esito ai tentativi di raccolta effettuati in un mese con riferimento a ciascun punto di riconsegna servito dal medesimo esercente la vendita.

15.2 I dati di cui al comma 15.1 devono essere trasmessi:
a) entro il sesto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui è stato effettuato il tentativo di raccolta;
b) in unico documento di formato elettronico secondo le specifiche e le modalità di cui all'Appendice 1.";

d) l'articolo 16 è sostituito dal seguente articolo:

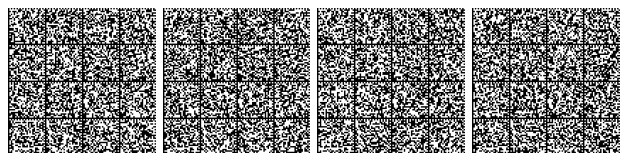
"**Articolo 16**
Trattamento degli esiti delle procedure di autovettura

16.1 L'esercente la vendita è tenuto a trasmettere all'impresa di distribuzione le misure ottenute tramite procedure di autolettura, entro il quinto giorno lavorativo successivo a quello in cui è stata effettuata l'autolettura.

16.2 L'impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare la validazione delle misure di cui al comma 16.1 e a comunicare, entro il quinto giorno lavorativo dalla trasmissione delle misure da parte dell'esercente la vendita, l'elenco dei punti di riconsegna per i quali il processo di validazione abbia dato esito negativo.

16.3 I dati di cui al presente articolo devono essere trasmessi tramite mezzi informatici che consentano l'immediata riutilizzabilità dei dati trasferiti.";

e) dopo il comma 20.1 è inserito il seguente comma:
"20.2 Gli esercenti la vendita gas diversi sono tenuti ad effettuare un tentativo di raccolta delle misure secondo le medesime disposizioni previste dal comma 14.1.";

5. di modificare la deliberazione n. 229/01 come di seguito riportato:

a) all'articolo 1, comma 1.1, la lettera a. è sostituita dalla seguente lettera a.:
"a. anno solare è il periodo che va dall'1 gennaio al 31 dicembre di ogni anno;";

b) all'articolo 1, comma 1.1, la lettera p. è sostituita dalla seguente lettera p.:
"p. gruppo di misura o misuratore accessibile è il misuratore per cui l'accesso al segnante del misuratore ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica;";

c) all'articolo 1, comma 1.1, la lettera r. è sostituita dalla seguente lettera r.:
"r. lettura è la raccolta della misura espressa dal totalizzatore numerico del misuratore come previsto dal TIVG;";

d) all'articolo 1, comma 1.1, è inserita la seguente lettera u.:
"u. TIVG è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09;";

e) all'articolo 1, comma 1.1, è inserita la seguente lettera v.:
"v. gruppo di misura o misuratore non accessibile è il misuratore per cui l'accesso al segnante del misuratore ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna medesimo o di altra persona da questi incaricata;";

f) all'articolo 1, comma 1.1, è inserita la seguente lettera w.:

"w. gruppo di misura o misuratore con accessibilità parziale è il misuratore avente caratteristiche differenti dal misuratore accessibile e dal misuratore non accessibile; in particolare a tale misuratore l'impresa di distribuzione può normalmente accedere ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori in presenza di persona che consenta l'accesso del luogo dove il misuratore è installato;";

g) la rubrica del Titolo II è sostituita dalla seguente rubrica: "Modalità di utilizzo dei dati di misura e fatturazione dei consumi";

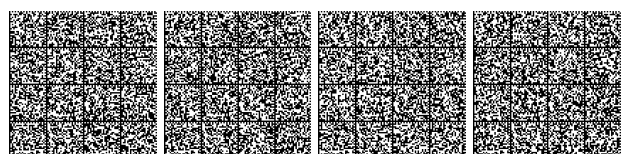
h) la rubrica dell'articolo 3 è sostituita dalla seguente: "Modalità di utilizzo dei dati di misura";

i) all'articolo 3, il comma 3.1 è sostituito dal seguente comma:
"3.1 Gli esercenti la vendita provvedono ad utilizzare, ai fini della fatturazione, i dati di misura rilevati dall'impresa di distribuzione in accordo alle tempistiche di cui all'articolo 14 del TIVG.";

j) all'articolo 3, il comma 3.2 è abrogato;

k) all'articolo 3, il comma 3.3 è sostituito dal seguente comma:
"3.3 Gli esercenti la vendita, relativamente ai clienti titolari di punti di riconsegna di cui all'articolo 14 del TIVG, mettono a disposizione una modalità di autolettura dei consumi.";

l) all'articolo 3, comma 3.4, dopo le parole "della fatturazione a conguaglio" sono aggiunte le seguenti parole ", salvo eventuale successiva rettifica a seguito di raccolta di misura effettiva.";

m) all'articolo 3, il comma 3.6 è sostituito dal seguente comma:
"3.6 Per le nuove attivazioni di clienti titolari di punti di riconsegna di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 14 del TIVG, e con applicazione dei criteri atti a garantire l'equivalenza di contenuto energetico ai fini della suddivisione dei clienti stessi nelle relative fasce di consumo,

gli esercenti la vendita di gas diversi dal gas naturale, entro sei mesi dalla data di stipulazione del contratto di vendita, sono tenuti ad inviare un operatore con l'incarico di eseguire la raccolta della misura espressa dai totalizzatori del misuratore oppure ad inviare una comunicazione, invitando il nuovo cliente ad utilizzare l'autolettura.”;

n) all’articolo 4, il comma 4.1 è sostituito dal seguente comma:

“4.1 In caso di mancata raccolta della misura secondo le previsioni di cui all’articolo 14 del TIVG per i clienti titolari di un punto di riconsegna dotato di misuratore non accessibile o con accessibilità parziale, l'esercente la vendita è tenuto a fornire, nella prima bolletta utile, informazione al cliente sulle cause che hanno impedito la raccolta della misura in accordo a quanto trasmesso dall’impresa di distribuzione.”;

o) all’articolo 4, il comma 4.2, è sostituito dal seguente comma:

“4.2 In caso di mancata raccolta della misura secondo le previsioni di cui all’articolo 14 del TIVG per i clienti titolari di un punto di riconsegna dotato di misuratore accessibile, il cliente riceve nella prima bolletta utile un indennizzo automatico pari a 25,00 (venticinque) euro secondo le modalità, in quanto applicabili, previste dalla normativa in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas.”;

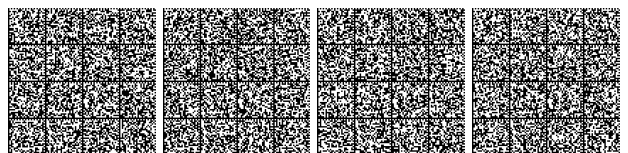
p) all’articolo 5, il comma 5.1 è sostituito dal seguente comma 5.1:

“5.1 La periodicità di fatturazione viene stabilita dagli esercenti la vendita tenendo conto dei consumi annui attribuibili al cliente:

a. per i clienti titolari di punti di riconsegna cui alla lettera a) dell’articolo 14 del TIVG, la periodicità di fatturazione è almeno quadrimestrale;
b. per i clienti titolari di punti di riconsegna di cui alla lettera b) dell’articolo 14 del TIVG, la periodicità di fatturazione è almeno trimestrale;
c. per i clienti titolari di punti di riconsegna di cui alla lettera c) dell’articolo 14 del TIVG, la periodicità di fatturazione è almeno mensile ad esclusione dei mesi in cui i consumi storici sono inferiori del 90% ai consumi medi mensili.”;

q) l’articolo 5, comma 5.2 è sostituito dal seguente comma:

“5.2 In presenza di misuratore accessibile e nel caso di disponibilità dei dati di cui all’articolo 3, comma 3.1, i clienti titolari di punti di riconsegna di cui alla lettera a) dell’articolo 14 del TIVG devono ricevere ogni anno almeno una bolletta di conguaglio; i clienti titolari di punti di riconsegna di cui alla lettera b) dell’articolo 14 del TIVG, devono ricevere ogni sei mesi almeno una bolletta di conguaglio; i clienti titolari di punti di riconsegna di cui alla lettera c) dell’articolo 14 del TIVG, devono ricevere solo bollette calcolate su consumi effettivi.”;

r) all’articolo 6, il comma 6.6 è sostituito dal seguente comma:

“6.6 In presenza di errori nella fatturazione a danno del cliente, l'accredito della somma non dovuta viene effettuato nei tempi fissati dalla normativa in tema di qualità commerciale.”;

s) l’articolo 10, comma 10.3, lettera a. è modificato come segue:

“a. per i clienti per i quali la periodicità di fatturazione non è mensile qualora la bolletta di conguaglio sia superiore al doppio dell'addebito più elevato fatturato nelle bollette stimate o in acconto ricevute successivamente alla precedente bolletta di conguaglio, salvo il caso in cui la differenza fra l’addebito fatturato nella bolletta di conguaglio e gli addebiti fatturati nelle bollette stimate o in acconto sia attribuibile esclusivamente alla variazione stagionale dei consumi;”;

t) all’articolo 17, comma 17.1, il primo periodo è sostituito dal seguente: “Ai soli fini della presente direttiva e con riferimento ai precedenti articolo 13 e articolo 16, comma 16.1, lettera e):” e alla lettera a. l’espressione “anno termico” è sostituita dall’espressione “anno solare”;

u) dopo l’articolo 18 è aggiunto il seguente articolo 19:

“Articolo 19

Norme transitorie

19.1 Per il periodo 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2009, e comunque nelle more della definizione ed introduzione di uno standard specifico relativo alla mancata raccolta della misura da parte dell’impresa di distribuzione in caso di misuratore accessibile in esito al procedimento avviato ai sensi del punto 13 della deliberazione dell’Autorità 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09, la previsione di cui all’articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 229/01 non trova applicazione.”;

6. di modificare l’Allegato A alla deliberazione n. 126/04 come di seguito riportato:

a) all’articolo 11, comma 11.1, la lettera e) è sostituita dalla seguente lettera e:

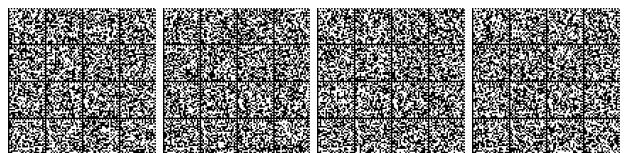
“e) le modalità e la periodicità di utilizzo dei dati di lettura comunque rilevati ai fini della fatturazione, specificando il tempo massimo intercorrente tra l’utilizzo di due letture e le modalità di informazione del cliente circa l'eventuale esito negativo del tentativo di lettura e le sue conseguenze;”;

b) all’articolo 14, il comma 14.1 è sostituito dal seguente comma:

“14.1 La violazione delle clausole contrattuali definite dall’esercente ai sensi dell’articolo 11, comma 11.1, lettera e) limitatamente al mancato utilizzo dei dati di lettura di gruppi di misura accessibili, lettera g) punto i), lettera h) punto ii), comporta la corresponsione al cliente interessato di un indennizzo automatico pari a 30 (trenta) euro.”;

7. di prevedere che, entro il 31 luglio 2009, gli esercenti la vendita comunichino alle imprese di distribuzione l’elenco dei punti di riconsegna, individuati con il codice PDR e la matricola del misuratore, con consumo medio annuo non superiore a 500 Smc per i quali, nel corso del primo semestre 2009, è stato

effettuato un tentativo di raccolta non andato a buon fine, tramite l'invio di file elettronico di formato "CSV", con titolo indicante la ragione sociale del mittente e del destinatario e le parole "Mancate raccolte misure SEM1", a mezzo "PEC", avente come oggetto il medesimo titolo del suddetto file;

8. di prevedere che le imprese di distribuzione provvedano a classificare l'accessibilità del misuratore di tutti i punti di riconsegna della propria rete secondo le definizioni di cui all'articolo 1 del TIVG entro:
   a) il 31 dicembre 2009 per tutti i punti di riconsegna con consumi annui superiori a 500 Smc;
   b) il 30 giugno 2010 per gli altri punti di riconsegna.
9. di prevedere che, fino a successive disposizioni, ai fini della determinazione del potere calorifico superiore effettivo, si applichino i criteri di cui agli articoli 16 e 17 della deliberazione n. 237/00;
10. di prevedere che, fino a successive disposizioni, l'algoritmo unico nazionale di cui al comma 14.2 del TIVG sia tale per cui una misura viene considerata non validata se risulta inferiore al precedente dato di misura;
11. di avviare un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di completamento della disciplina del servizio di misura di gas naturale e di conferire mandato al Direttore responsabile della Direzione Mercati per procedere a:
    - l'organizzazione di incontri con il coinvolgimento dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi, ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;
    - la predisposizione di documenti per la consultazione, nonché proposte all'Autorità per gli interventi di competenza, in relazione allo sviluppo del procedimento;
12. di dare mandato al Direttore responsabile della Direzione Mercati per l'organizzazione delle attività di verifica di attuazione delle direttive in tema di flusso informativo di cui al comma 15.2, lettera b) del TIVG;
13. di avviare un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di definizione di uno standard specifico di qualità relativo alla mancata raccolta della misura da parte delle imprese di distribuzione in caso di misuratore accessibile e per ulteriori modifiche della deliberazione n. 229/01 e di attribuire al Direttore responsabile della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio la responsabilità del procedimento;
14. di dare mandato al Direttore responsabile della Direzione Mercati, in collaborazione con il Direttore responsabile della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio, di adeguare il codice di rete tipo approvato con la deliberazione n. 108/06 con gli aggiornamenti che si rendono necessari a seguito delle disposizioni del presente provvedimento;
15. di stabilire che le disposizioni di cui:
    - al punto 2, lettere a), b) ed e), al punto 4, al punto 5, al punto 6 e al punto 10 si applichino a decorrere dall'1 luglio 2009;
    - al punto 2, lettere c) e d) e al punto 3 si applichino a decorrere dal periodo di efficacia della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura di cui alla RTDG;

16. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorità.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
17. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorità.energia.it) il testo del TIVG e delle deliberazioni n. 138/04, 229/01 e 126/04 come risultanti dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 5 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

APPENDICE 1- SPECIFICHE FLUSSO INFORMATIVO DI CUI AL COMMA 15.2 lettera b)

1. FILE ELETTRONICO
   a. *Quantità:* con riferimento al mese in cui sono stati effettuati i tentativi di raccolta delle misure, un unico file per i punti di riconsegna per ciascun mese per ciascun esercente la vendita, avente titolo: “<P.IVA Impresa di distribuzione>_< P.IVA Esercente la Vendita>_<mmaa >”.
   b. *Formato:* CSV – Comma Separated Value – con separatore di campi “punto e virgola”.
   c. *Intestazione:* 2 righe come da modello riportato al diagramma 1.
   d. *Struttura*: ogni riga del file successiva alle prime 2 righe di intestazione contiene un record corrispondente ad un punto di riconsegna.
   e. *Informazioni*: ogni punto di riconsegna è descritto da un record i cui contenuti informativi e struttura devono corrispondere alle colonne della 2° riga di intestazione del modello riportato al diagramma 1.

2. ARCHIVIAZIONE
   I file di cui al punti 1 devono essere archiviati e custoditi dalle imprese di distribuzione per un periodo minimo di 5 anni.

3. TRASFERIMENTO
   Via Posta Elettronica Certificata (PEC).

4. MODALITÀ DI COMPILAZIONE DEI CAMPI DELLA PRIMA RIGA DI INTESTAZIONE DI CIASCUN FILE
   a. *Partita IVA Impresa di distribuzione:* Partita IVA (il medesimo riportato nel titolo del file).
   b. *Destinatario:* Partita IVA (il medesimo riportato nel titolo del file)
   c. *Mese di competenza:* mese rilevante ai fini delle informazioni comunicate (il medesimo riportato nel titolo del file) rappresentato come: mmaa.

5. MODALITÀ DI COMPILAZIONE DEI CAMPI DEL RECORD DEL PUNTO DI RICONSEGNA[1]
   a. *PDR:* codice PDR assegnato al punto di riconsegna.
   b. *Matricola Misuratore:* matricola del misuratore installato al momento del tentativo di raccolta presso il punto di riconsegna.
   c. *Matricola Convertitore:* matricola del convertitore installato al momento del tentativo di raccolta presso il punto di riconsegna.
   d. *Accessibilità:* classe di accessibilità assegnata al punto di riconsegna ai sensi dell’Articolo 1, rappresentata con la codifica seguente:
      1 – Misuratore accessibile
      2 – Misuratore non accessibile
      3 – Misuratore con accessibilità parziale.

[1] Nel caso di mancanza di dato o di informazione non applicabile al punto di riconsegna il relativo campo è vuoto, ma non assente

e. *Fasce di consumo: consumo annuo del punto di riconsegna rappresentato con la codifica seguente:*
   1 – Consumi fino a 500 Smc/anno
   2 – Consumi superiori a 500 Smc/anno e fino a 5000 Smc/anno
   3 – Consumi superiori a 5000 Smc/anno.

f. *Data di raccolta:* Data di effettuazione del tentativo di raccolta dei valori espressi dai totalizzatori del misuratore rappresentata come ggmmaa.
g. *Totalizzatore misuratore:* Valore incrementale espresso dal totalizzatore del misuratore (lettura) rilevato in data ggmmaa di cui al punto f.
h. *Totalizzatore convertitore*: Valore incrementale espresso dal totalizzatore del convertitore (lettura) rilevato in data ggmmaa di cui al punto f.
i. *Esito tentativo di raccolta:* Esito del tentativo di raccolta dei valori dei totalizzatori del misuratore e del convertitore installati presso il punto di consegna in data ggmmaa di cui al punto f., rappresentato come segue:
   P – Tentativo andato a buon fine
   N – Tentativo fallito.
j. *Diritto a indennizzo:* Diritto all'indennizzo automatico a seguito dell'esito negativo del tentativo di raccolta in data ggmmaa di cui al punto f., rappresentato come segue:
   P – Diritto a indennizzo automatico
   N- Assenza di diritto a indennizzo automatico.

Diagramma 1 -Struttura file

a) 1° riga di intestazione (*)

<Partita IVA Impresa di distribuzione>	<Partita IVA Esercente la vendita>	<Mese di competenza>	REPORT TENTATIVI DI RACCOLTA MISURE

b) 2° riga di intestazione (*)

Codice PDR	Matricola misuratore	Matricola convertirtore	Accessibilità	Fasce consumo	Data	Totalizzatore misuratore	Totalizzatore convertitore	Esito tentativo raccolta	Diritto a indennizzo

(*) i parametri compresi fra i simboli “< >” devono essere sostituiti da valori come descritto ai punti 4 e 5

09A09891

DELIBERAZIONE 30 giugno 2009.

Approvazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2009 e avvio di una indagine conoscitiva finalizzata alla verifica dei dati trasmessi dalle imprese per la determinazione delle tariffe di riferimento. (Deliberazione ARG/gas 79/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 30 giugno 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1990, n. 144, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 31 luglio 2003, n. 87/03 (di seguito: deliberazione n. 87/03);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 138/04);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 170/04);
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificata e integrata;

- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2005, n. 171/05, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 171/05);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 157/07, come successivamente modificata e integrata;
- l'Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2007 n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2008, ARG/gas 31/08;
- la Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG) recante "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012" (RQDG), approvata con la deliberazione 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 188/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la Parte II del TUDG recante "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)", approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08;
- la deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 2009, ARG/gas 20/09;
- la deliberazione dell'Autorità 16 marzo 2009, ARG/gas 29/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 29/09);
- la deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2009, ARG/gas 54/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 54/09);
- il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, approvato con la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09;
- il codice di rete della società SNAM RETE GAS (di seguito: codice di rete SNAM).

Considerato che:

- il comma 7.1 della RTDG prevede che entro il 15 ottobre di ciascun anno le imprese distributrici trasmettano all'Autorità una richiesta di determinazione della tariffa di riferimento;
- il comma 2.1 della deliberazione ARG/gas 159/08 differisce al 31 marzo 2009 il termine per la presentazione dei dati all'Autorità, di cui al comma 7.1 della RTDG per le determinazioni tariffarie relative all'anno 2009;
- il punto 1 della deliberazione ARG/gas 29/09 dispone una proroga al 30 aprile 2009 del termine per la trasmissione dei dati necessari alla determinazione tariffaria per l'anno 2009, di cui comma 2.1 della deliberazione ARG/gas 159/08;

- il punto 1 della deliberazione ARG/gas 54/09 dà facoltà alle imprese distributrici di completare, entro il 30 settembre 2009, la trasmissione dei seguenti dati necessari alla determinazione tariffaria per l'anno 2009:
  - dati di località relativi a Comuni compresi nell'elenco individuato e aggiornato dal commissario delegato ai sensi dell'articolo 1 dell'ordinanza 9 aprile 2009 (di seguito: elenco comuni terremotati), da parte delle imprese distributrici, indipendentemente dall'ubicazione della sede legale societaria;
  - dati di società, compresi i dati relativi alle località dalle medesime gestite, relativi a imprese distributrici, la cui sede legale risulti ubicata in Comuni compresi nell'elenco comuni terremotati.

Considerato che:

- il comma 7.2 della RTDG prevede che la richiesta di determinazione della tariffa di riferimento, di cui al comma 7.1 della RTDG, sia presentata compilando la modulistica predisposta dalla Direzione Tariffe dell'Autorità;
- il comma 7.3 della RTDG prevede che la modulistica di cui al precedente punto contenga, tra le altre, le seguenti informazioni:
  - una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante, di veridicità dei dati trasmessi e di corrispondenza con i valori, desumibili dalla documentazione contabile dell'impresa, tenuta ai sensi di legge;
  - nel caso di ripartizione di cui all'articolo 15 della RTDG, la natura dei cespiti ripartiti e i criteri di ripartizione, sottoscritta dal legale rappresentante;
- la modulistica predisposta dalla Direzione Tariffe dell'Autorità, corredata da apposite istruzioni per la compilazione, è stata resa disponibile in via telematica nel mese di novembre 2008;
- nei mesi di febbraio e aprile sono state pubblicate e aggiornate una serie di risposte a domande frequenti a cura della Direzione Tariffe (di seguito: FAQ pubblicate) che in alcuni casi precisavano le modalità per la determinazione dei dati da inserire nella modulistica;
- nel mese di marzo la Direzione Tariffe, su esplicita richiesta delle associazioni di categoria, ha partecipato a tre seminari tematici durante i quali sono state discusse le principali problematiche connesse all'applicazione della deliberazione ARG/gas 159/08;
- in attesa della definizione delle classi di cespite, da completarsi nell'ambito delle attività connesse al mandato di cui al comma 4.2 della deliberazione ARG/gas 159/08, ai fini della valorizzazione dei nuovi investimenti, non è stata prevista la raccolta dei dati relativi alle variazioni delle consistenze fisiche di cui al comma 46.1 della RTDG;
- in conseguenza a quanto indicato al precedente alinea, il contenuto della dichiarazione di conformità di cui al 46.4 della RTDG è assorbita dalla dichiarazione di veridicità dei dati trasmessi e di corrispondenza con i valori, desumibili dalla documentazione contabile dell'impresa, tenuta ai sensi di legge, sottoscritta dal legale rappresentante, di cui alla lettera a), del comma 7.3 della RTDG.

Considerato che:

- delle 342 imprese distributrici che, sulla base delle informazioni disponibili alla Direzione Tariffe dell'Autorità, risultano svolgere attività di distribuzione di gas naturale e/o di gas diversi dal naturale:
  - 282 imprese distributrici hanno compilato e trasmesso per via telematica in modo completo la modulistica predisposta dalla Direzione Tariffe dell'Autorità;
  - 8 imprese distributrici hanno compilato e trasmesso per via telematica la modulistica predisposta dalla Direzione Tariffe dell'Autorità, senza però fornire in modo completo i dati relativi alle singole località servite;
  - 13 imprese distributrici hanno omesso l'invio del modulo di richiesta sottoscritto dal legale rappresentante, di cui alla lettera b), del comma 7.5 della RTDG e hanno altresì omesso l'invio della dichiarazione di veridicità di cui alla lettera a), del comma 7.3 della RTDG;
  - 2 imprese distributrici hanno omesso l'invio del modulo di richiesta sottoscritto dal legale rappresentante, di cui alla lettera b), del comma 7.5 della RTDG;
  - 2 imprese distributrici non hanno inviato la dichiarazione di veridicità di cui alla lettera a), del comma 7.3 della RTDG;
  - 7 imprese distributrici non hanno inviato quanto previsto alla lettera b), comma 7.3 della RTDG;
  - 28 imprese distributrici non hanno presentato la richiesta di determinazione della tariffa di riferimento, di cui al comma 7.1 della RTDG e non hanno trasmesso alcun dato; in tre casi si tratta di imprese distributrici che rientrano nell'ambito di applicazione della deliberazione ARG/gas 54/09;
- a seguito di prime verifiche di coerenza e congruità dei dati riportati nella modulistica, con varie note nel mese di maggio la Direzione Tariffe dell'Autorità ha richiesto approfondimenti a 151 imprese di distribuzione in relazione ai dati comunicati ai sensi del comma 7.1 della RTDG, chiedendo, se necessario di procedere alle necessarie rettifiche;
- la Direzione Tariffe dell'Autorità ha accettato le richieste di determinazione della tariffa di riferimento formulate ai sensi del comma 7.1 della RTDG e i dati ad esse relativi, anche se pervenuti successivamente alla data del 30 aprile 2009, purché resi disponibili in tempo utile per le elaborazioni;
- 2 imprese che hanno proceduto alla determinazione del maggior onere di cui al comma 59.1 della RTDG, non hanno presentato l'istanza di cui al comma 59.2 della RTDG.

Considerato che:

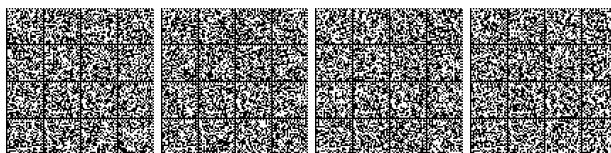
- alcune delle richieste di determinazione della tariffa di riferimento formulate ai sensi del comma 7.1 della RTDG contengono note relative al contenuto della modulistica trasmessa, da cui emergono potenziali non conformità rispetto alle indicazioni della RTDG e alle precisazioni fornite successivamente agli operatori, in particolare con riferimento alla valorizzazione dei cespiti delle imprese acquisite e dei contributi privati;

- da una primo confronto tra i dati trasmessi dalle imprese distributrici ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 7 della RTDG e i dati contenuti nell'elenco dei comuni finanziati nell'ambito dei progetti di metanizzazione del mezzogiorno del paese, sembrano emergere incongruenze che necessitano di opportuni approfondimenti;
- da un primo confronto tra i dati trasmessi dalle imprese distributrici ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 7 della RTDG e i dati trasmessi in applicazione delle disposizioni delle deliberazioni n. 87/03 e n. 171/05 emergono differenze che richiedono opportuni approfondimenti;
- sulla base delle elaborazioni effettuate emergono scostamenti significativi rispetto alla media dei costi riconosciuti a copertura dei costi di capitale di singole imprese.

Considerato che:

- il comma 7.5 della RTDG prevede che l'Autorità proceda alla determinazione d'ufficio della tariffa di riferimento, nel caso in cui:
  - non venga presentata la richiesta;
  - non sia stato sottoscritto il modulo di richiesta da parte del legale rappresentante;
  - non sia stata trasmessa la dichiarazione di cui al comma 7.3 della RTDG, lettera a);
  - non siano forniti, in tutto o in parte, i dati necessari per la determinazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale centralizzato;
  - non siano stati forniti, in tutto o in parte, i dati necessari per la determinazione delle componenti a copertura dei costi di capitale di località, completi della certificazione di cui al comma 46.4;
- il comma 7.6 della RTDG prevede che nei casi di cui al comma 7.5 della medesima RTDG si proceda alla determinazione d'ufficio della tariffa di riferimento, limitatamente alle componenti per le quali non si disponga della documentazione completa, sulla base del valore della quota parte del vincolo calcolato per l'anno termico 2007-2008 a copertura dei costi di capitale, corretto per le variazioni relative all'anno 2007, al netto dei costi di capitale relativi ai cespiti centralizzati, effettuando una decurtazione a forfait del 10% sul risultato così ottenuto.

Considerato che:

- nel caso di località in periodo di avviamento il numero di punti di riconsegna è determinato come prodotto del valore riportato nella tabella 1 della deliberazione ARG/gas 159/08 per il numero delle famiglie residenti nel comune considerato come risultante dal "Bilancio demografico 2005 e popolazione residente al 31 dicembre", pubblicato dall'ISTAT;
- come precisato nelle FAQ pubblicate, le località che iniziano la distribuzione successivamente alla data di calcolo delle tariffe di riferimento e obbligatorie relative all'anno *t*, partecipano, con i propri costi di capitale, alla determinazione della tariffa di riferimento ai fini del calcolo del vincolo ai ricavi ammessi

necessario alla determinazione degli importi di perequazione a saldo di cui agli articoli 48 e 49 della RTDG.

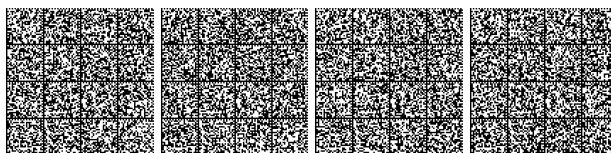
Considerato che:

- il punto 2 della deliberazione ARG/gas 54/09 prevede che, per i casi individuati al punto 1 della medesima deliberazione ARG/gas 54/09, ai fini della determinazione degli importi di perequazione a saldo di cui agli articoli 48 e 49 della RTDG, le tariffe di riferimento siano calcolate tenendo conto dei dati di cui al punto 1 della medesima deliberazione.

Considerato che:

- il comma 6.1 della RTDG stabilisce che ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009, i valori delle voci di costo siano:
  a) determinati sulla base dei dati riscontrati al 31 dicembre 2006;
  b) aggiornati per tenere conto dei nuovi investimenti effettuati nell'anno 2007;
  c) aggiornati per tenere conto dei contributi pubblici in conto capitale percepiti nell'anno 2007;
  d) aggiornati per tenere conto dei recuperi di produttività;
  e) aggiornati per tenere conto delle variazioni delle variabili di scala intervenute tra il 31 dicembre 2006 e il 31 dicembre 2008, applicando una franchigia pari a +/-10%;
- il tasso di variazione della consistenza delle immobilizzazioni nette relative alle *altre immobilizzazioni centralizzate* nell'anno 2007 per effetto degli investimenti netti realizzati a livello aggregato dalle imprese distributrici di gas operanti sul territorio nazionale è stato pari a 0,004%;
- il tasso di variazione della consistenza delle immobilizzazioni lorde relative alle *altre immobilizzazioni centralizzate* nell'anno 2007 per effetto degli investimenti netti realizzati a livello aggregato dalle imprese distributrici di gas operanti sul territorio nazionale è stato pari a 5,243%;
- il deflatore degli investimenti fissi lordi assume valore 1,026 per gli investimenti effettuati nell'anno 2006 con riferimento all'anno 2007 e valore 1,032 per gli investimenti effettuati nell'anno 2007, con riferimento all'anno 2008, secondo quanto pubblicato dall'Istat nel mese di marzo dell'anno 2009;
- il numero dei punti di prelievo serviti nel periodo 31 dicembre 2006 – 31 dicembre 2008 è variato in misura pari al 4,7%.

Considerato che:

- ai sensi del comma 35.1 della RTDG ciascuna impresa distributrice di gas naturale applica una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità e composta, tra l'altro dall'elemento $\tau_3^f(dis)$, articolato per scaglioni tariffari, come individuati nella Tabella 6 della medesima RTDG;
- l'articolazione per scaglioni dell'elemento $\tau_3^f(dis)$ era stata definita sulla base di un riproporzionamento dell'articolazione tariffaria riportata nella Tabella 1 della

deliberazione n. 170/04, in un'ipotesi di invarianza dei pesi delle componenti di costo che concorrono a definire i vincoli ai ricavi delle imprese distributrici;
- l'ipotesi di cui al precedente alinea non ha trovato riscontro nei dati trasmessi dalle imprese distributrici ai sensi delle disposizioni di cui al comma 7.1 della RTDG;
- con deliberazione ARG/gas 64/09 l'Autorità ha, tra l'altro, riformulato la componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio prevedendo un'apposita componente aggiuntiva nella tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, finalizzata al contenimento della spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi.

Considerato che:

- il comma 22.2 della RTDG prevede che i valori della tariffa di riferimento siano fissati e pubblicati dall'Autorità entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di entrata in vigore;
- il comma 2.2 della deliberazione ARG/gas 159/08 differisce al 30 giugno 2009 il termine per la pubblicazione dei valori della tariffa di riferimento di cui al comma 22.2 della RTDG, per le determinazioni tariffarie relative all'anno 2009;
- il comma 34.1 della RTDG prevede che i valori della tariffa obbligatoria siano fissati e pubblicati dall'Autorità entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di entrata in vigore;
- il comma 2.3 della deliberazione ARG/gas 159/08 differisce al 30 giugno 2009 il termine per la pubblicazione dei valori della tariffa obbligatoria di cui al comma 34.1 della RTDG, per le determinazioni tariffarie relative all'anno 2009.

Considerato che:

- il comma 59.2 della RTDG stabilisce che qualora i Comuni concedenti abbiano incrementato il canone delle concessioni di distribuzione ai sensi di quanto previsto dal comma 4, articolo 46-bis, del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, le imprese distributrici interessate possono presentare apposita istanza all'Autorità per il riconoscimento dei maggiori oneri derivanti da tali disposizioni, nei termini di cui al comma 7.1 della medesima RTDG;
- 5 imprese distributrici hanno presentato istanza per il riconoscimento dei maggiori oneri di cui al precedente alinea;
- il comma 59.5 della RTDG prevede che il riconoscimento dei maggiori oneri di cui al comma 59.2 sia limitato al periodo che intercorre dalla data di efficacia dell'aumento del canone fino alla data in cui viene aggiudicata la nuova gara;
- il comma 59.6 stabilisce che l'impresa distributrice possa istituire un'apposita componente tariffaria a copertura dei maggiori oneri di cui al comma 59.2 della RTDG, denominata canoni comunali, di cui è data separata evidenza in bolletta;
- alcune modalità applicative relative alle disposizioni dell'articolo 59 della RTDG sono state precisate nelle FAQ pubblicate.

Considerato che:

- i valori delle componenti tariffarie RE, RS e UG_1, di cui al comma 35.1 della RTDG, per il terzo trimestre 2009 sono fissati dall'Autorità separatamente, con il provvedimento inerente l'aggiornamento trimestrale delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del gas.

Considerato che:

- il comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 159/08 prevede che le imprese distributrici fino al 30 giugno 2009 applichino a titolo d'acconto le tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008;
- il comma 2.6 della medesima deliberazione ARG/gas 159/08 stabilisce che successivamente al 30 giugno 2009 le imprese distributrici procedano ai conguagli tariffari, tenuto conto delle esigenze delle imprese di vendita, applicando retroattivamente dall'1 gennaio 2009 le tariffe obbligatorie che saranno pubblicate dall'Autorità entro il 30 giugno 2009;
- nelle precisazioni fornite successivamente alla pubblicazione della delibera ARG/gas 159/08, l'Autorità ha precisato che, al fine di tener conto delle esigenze delle imprese di vendita, avrebbe verificato prioritariamente la possibilità di procedere al conguaglio tariffario dimensionando opportunamente la tariffa del secondo semestre 2009, ovvero in sede di perequazione dei ricavi 2009;
- sempre nell'ambito delle medesime precisazioni di cui al precedente considerato, l'Autorità ha precisato che, in coerenza con l'applicazione a titolo di acconto delle tariffe approvate per l'anno termico 2007-2008, fosse differita anche l'applicazione del coefficiente C di cui al comma 38.1 della delibera ARG/gas 159/08;
- il comma 19.1 della deliberazione n. 138/04 prevede che l'impresa distributrice determini i dati da comunicare all'impresa di trasporto per le procedure di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna del sistema di trasporto;
- il comma 3.5 del codice di rete SNAM prevede che in ciascun mese M il Trasportatore eseguirà, oltre al bilancio definitivo del mese M-1, la procedura di revisione delle misure e/o delle allocazioni per il mese M-3, e darà corso ai relativi conguagli di fatturazione;
- in conseguenza di quanto riportato al precedente alinea, rettifiche effettuate dall'impresa distributrice dopo tre mesi dall'effettuazione dei prelievi non possono essere considerate ai fini dell'allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna del sistema di trasporto.
- alcune imprese distributrici hanno segnalato difficoltà applicative per l'adeguamento dei propri sistemi di fatturazione nell'ipotesi in cui nel corso di uno stesso anno termico siano applicate tariffe differenziate.

Considerato che:

- ai sensi del comma 7.3 della deliberazione n. 157/07, i costi operativi connessi alle attività previste in materia di accesso ai dati di base, vengono quantificati e

riconosciuti dall'Autorità sulla base dei costi mediamente stimati per le attività medesime, anche desumibili dai preventivi forniti dalle imprese distributrici, con l'esclusione dei costi destinati a capitalizzazione;

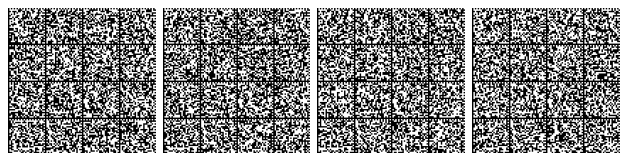
- il comma 7.5 della deliberazione n. 157/07 ha disposto che la copertura dei costi riconosciuti di cui al citato comma 7.3 avvenga tramite l'adeguamento della componente tariffaria a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione, posta a carico dei clienti domestici, in modo da consentire il completo recupero degli oneri non oltre la fine dell'anno 2009;
- per il servizio di distribuzione del gas naturale i clienti domestici sono identificati ai sensi delle categorie d'uso di cui alla tabella 1 della medesima deliberazione nel limite di consumo massimo di 200 000 standard metri cubi anno;
- ai sensi del comma 7.6 della medesima deliberazione n. 157/07, la Direzione tariffe ha effettuato una specifica raccolta dati nell'ambito della quale è stato richiesto ai distributori di fornire il piano operativo per lo svolgimento delle attività preliminari di cui al citato comma 7.3 ed il dettaglio delle risorse previste per la realizzazione del piano operativo suddetto;
- il comma 7.7 della deliberazione n. 157/07 ha disposto l'attivazione a partire dall'1 ottobre 2008 dei sistemi finalizzati alla comunicazione dei dati di base ai venditori; e che in caso di ritardi rispetto alla data dell'1 ottobre 2008, il distributore è tenuto a versare le maggiorazioni di previste dal citato comma 7.5 della medesima deliberazione n. 157/07, al conto di cui all'articolo 62 del TIT; dal momento dell'attivazione delle componenti medesime fino alla messa in attività del suddetto sistema di comunicazione.

Considerato che:

- la Sezione III della RTDG definisce i criteri per la determinazione dei corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi di pubblica utilità:
  - distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate;
  - misura di gas diversi dal naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, distinta nelle funzioni di:
    - (i) installazione e manutenzione dei misuratori;
    - (ii) raccolta delle misure, validazione e registrazione delle misure.
- i corrispettivi di cui al precedente punto coprono i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate per la distribuzione del gas diverso dal naturale e comprendono anche il costo di eventuali serbatoi di alimentazione direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione. Non coprono invece i costi della commercializzazione del servizio di distribuzione;
- le disposizioni della Sezione III della RTDG si applicano alle reti canalizzate che abbiano le seguenti caratteristiche:
  - siano gestite in concessione;
  - non siano gestite in concessione, ma abbiano le seguenti caratteristiche:
    - (i) servano almeno 50 punti di riconsegna;
    - (ii) prevedano l'utilizzo di suolo pubblico;
    - (iii) i contratti stipulati con i clienti finali prevedano vincoli di esclusiva per durate superiori a cinque anni;

- il comma 1.1 della RTDG definisce l'ambito gas diversi come l'ambito di determinazione delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale formato dall'insieme delle località gas diversi appartenenti alla medesima regione e servite dalla medesima impresa distributrice;
- il comma 86.1 della RTDG stabilisce che ciascuna impresa distributrice di gas diversi dal naturale applichi alle attuali e potenziali controparti di contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 80.1 della medesima RTDG, opzioni tariffarie approvate dall'Autorità a copertura dei costi relativi ai servizi di distribuzione e misura;
- il comma 84.1 della RTDG prevede che, ai fini della determinazione dei costi di capitale si applichino le disposizioni previste al Titolo 2 della sezione II e di conseguenza anche le disposizioni inerenti la gradualità nell'applicazione dei nuovi criteri di cui all'articolo 17 del medesimo RTDG;
- il comma 86.3 stabilisce che l'opzione tariffaria di cui al richiamato comma 86.1 della RTDG sia composta dalle seguenti componenti:
  - ot_1, espressa in euro per punto di riconsegna. L'esercente può differenziare la componente ot_1 per scaglione di consumo, nei limiti previsti dalla Tabella 6 della RTDG;
  - ot_3, espresso in centesimi di euro/standard metro cubo. L'esercente può articolare i corrispettivi per scaglioni di consumo f, in numero non superiore a otto, aventi come limiti i valori scelti tra quelli indicati nella Tabella 6;
  - $\tau_1(mis)$;
- il comma 86.2 della RTDG prevede che gli esercenti differenzino le opzioni tariffarie per ambito gas diversi;
- il comma 87.1 stabilisce che per ciascun ambito gas diversi le opzioni tariffarie di cui all'articolo 86 della RTDG siano considerate ammissibili, se i ricavi che gli esercenti possono conseguire dall'applicazione delle componenti ot_1, ot_3, $\tau_1(mis)$ delle medesime opzioni tariffarie, in una valutazione *ex-ante* sulla base dei punti di riconsegna serviti e dei volumi erogati nell'anno *t-2*, risultano non superiori al ricavo conseguibile dall'applicazione della tariffa di riferimento;
- per il primo anno di applicazione si fa riferimento ai volumi erogati nell'anno *t-1*, ai sensi di quanto disposto dall'articolo 6 della RTDG.

Considerato che:

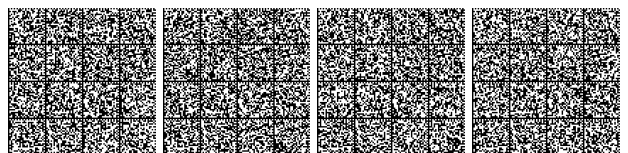
- il comma 87.3 della RTDG prevede, per il servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale che nell'anno di prima fornitura, nelle singole località interessate, l'impresa distributrice applica opzioni tariffarie ot_1, ot_3 *e* $\tau_1(mis)$ relative al servizio di distribuzione liberamente determinate
- il comma 87.4 della RTDG prevede che qualora la data di prima fornitura sia successiva al termine di cui al comma 7.1 della RTDG, l'impresa distributrice, nelle singole località interessate, applica opzioni tariffarie ot_1, ot_3 *e* $\tau_1(mis)$ relative al servizio di distribuzione liberamente determinate nei due anni di prima fornitura.

Considerato che:

- la componente $\tau_1(mis)$ della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione del gas naturale è destinata alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura;
- il comma 85.1 della RTDG prevede che per la determinazione della tariffa di riferimento del servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale, si applichino le disposizioni di cui al Titolo 4 della Sezione II della RTDG;
- i corrispettivi relativi alla componente $t(rac)_t^{opex}$, di cui alla lettera c), del comma 24.1 della RTDG, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure, come fissati nella Tabella 5 della RTDG ricomprendono anche la quota parte destinata alla copertura dell'incremento del numero di letture di *switch* rispetto all'anno 2006, fissata, ai sensi di quanto disposto al comma 49.1 della RTDG pari a 0,1 euro per punto di riconsegna per anno e le reti canalizzate di distribuzione del gas diverso dal gas naturale non consentono l'applicazione delle medesime disposizioni in tema di accesso alle reti medesime previste per il gas naturale.

Considerato che:

- alcune imprese, con altrettanti ricorsi, hanno impugnato presso il Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia (di seguito: TAR Lombardia) la deliberazione ARG/gas 159/08 nonché la deliberazione ARG/gas 197/08 e, con motivi aggiunti, le medesime imprese hanno anche impugnato le deliberazioni ARG/gas 22/09 e 29/09 e il medesimo TAR Lombardia non si è ancora pronunciato in relazione a tali ricorsi.

Ritenuto che sia opportuno:

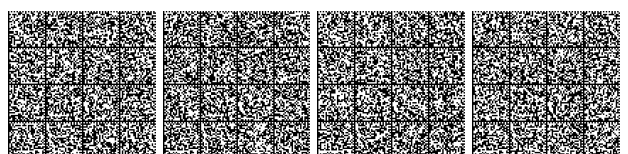
- considerare tutti i dati trasmessi in tempo utile ai fini del calcolo della tariffa obbligatoria di cui al comma 35.1 della RTDG integrati con una quantificazione d'ufficio dei valori relativi ai contributi privati, in caso in cui nella modulistica compilata non risulti percepito alcun contributo privato, assumendo un livello forfetario del 40% del costo delle derivazioni d'utenza;
- determinare la tariffa obbligatoria applicando il meccanismo di gradualità di cui all'articolo 17 della RTDG ai costi di capitale, inclusi gli ammortamenti;
- determinare in via provvisoria la tariffa obbligatoria di cui al punto precedente, prevedendo in caso di pronunciamento avverso del TAR Lombardia che continuino ad essere applicate le medesime tariffe attualmente in vigore, fino alle successive e conseguenti determinazioni dell'Autorità;
- avviare un'indagine conoscitiva finalizzata alla verifica delle informazioni trasmesse dalle imprese ai fini della determinazione tariffaria per il servizio di distribuzione del gas naturale e del gas diverso dal gas naturale distribuito a mezzo di reti canalizzate;
- rinviare l'approvazione della tariffa di riferimento a successivo provvedimento da assumersi entro il 31 dicembre 2009, in esito agli approfondimenti volti ad accertare:

a) la conformità dei dati inseriti alle prescrizioni contenute nella RTDG, alle istruzioni di compilazione della modulistica e alle precisazioni fornite nelle FAQ pubblicate, in particolare per le imprese distributrici che hanno presentato in note eccezioni e precisazioni sulle modalità di compilazione dei questionari;
b) la natura dei forti scostamenti riscontrati, in termini di costo riconosciuto unitario medio a copertura dei costi di capitale, per alcune delle località servite;
c) la coerenza dei dati contenuti nella modulistica trasmessa ai sensi delle disposizioni dell'articolo 7 della RTDG con i dati precedentemente inviati in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 87/03 e n. 170/04;
d) la coerenza dei dati contenuti nella modulistica trasmessa ai sensi delle disposizioni dell'articolo 7 della RTDG con i dati riportati nell'elenco dei comuni finanziati nell'ambito dei progetti di metanizzazione del mezzogiorno del paese;

- procedere alla determinazione d'ufficio per i casi disciplinati dal comma 7.6 della RTDG, ai fini della fissazione della tariffa obbligatoria di cui al comma 35.1 della RTDG;
- procedere con successivo separato procedimento all'accertamento delle violazioni delle disposizioni della normativa vigente in materia di regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, valutandone i profili di tipo sanzionatorio.

Ritenuto che sia opportuno:

- nei casi in cui nei questionari non sia stato indicato il valore delle poste rettificative, assumere il dato medio riferito all'insieme delle imprese distributrici operanti sul territorio nazionale;
- dare facoltà alle imprese distributrici di gas diversi dal naturale di confermare sul sito *internet* dell'Autorità, entro il 15 luglio 2009, la struttura tariffaria proposta dall'Autorità, intesa come ripartizione tra quota fissa e quota variabile e come scaglioni di consumo; e che, in caso di mancata segnalazione, si intenda approvata la struttura proposta dall'Autorità;
- prevedere per alcuni ambiti tariffari per la distribuzione di gas diverso dal gas naturale il proseguimento dell'applicazione delle opzioni tariffarie attualmente in vigore a causa delle risultanze fortemente contradditorie che l'elaborazione dei dati trasmessi comportano.

Ritenuto che sia opportuno:

- in coerenza con quanto deciso con deliberazione ARG/gas 64/09, rivedere gli scaglioni tariffari dell'elemento $\tau_3^f(dis)$, di cui alla Tabella 6 della RTDG, con la finalità di contenimento della spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi.

Ritenuto che sia opportuno:

- rinviare all'approvazione delle tariffe di riferimento la determinazione dei maggiori oneri di cui al comma 59.2 della RTDG per le imprese distributrici che hanno presentato apposita istanza, escludendo tale determinazione per le imprese distributrici SOCOGAS SPA e ACEGAS-APS SPA, in quanto non hanno trasmesso l'idonea documentazione di cui al comma 59.3, lettera a), della RTDG.

Ritenuto che sia opportuno:

- procedere, ai sensi di quanto disposto nella deliberazione n. 157/07, alla determinazione della maggiorazione della componente tariffaria a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione, posta a carico dei clienti domestici, individuati dalle categorie d'uso di cui alla tabella 1 della medesima deliberazione nel limite di consumo di 200 000 metri cubi anno, in modo da consentire il completo recupero degli oneri non oltre la fine dell'anno 2009;
- modificare, in analogia a quanto previsto per il settore elettrico con la deliberazione ARG/elt 188/08, le disposizioni di cui al comma 7.7 della deliberazione n. 157/07.

Ritenuto che sia opportuno:

- prevedere che le tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008 applicate anche nel corso del primo semestre siano applicate a titolo definitivo, senza che si proceda ai conguagli di cui al comma 2.6 della deliberazione ARG/gas 159/08;
- dimensionare la componente UG_1 tenendo conto:
  a) del gettito atteso per il primo semestre 2009 dall'applicazione delle tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008, applicate dalle imprese ai sensi delle disposizioni del comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 159/08;
  b) del gettito atteso per il secondo semestre 2009 dall'applicazione delle tariffe obbligatorie di cui all'articolo 35 della RTDG, come fissate nel presente provvedimento;
  c) della stima del gettito atteso dall'applicazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009, determinate sulla base dei dati a disposizione dell'Autorità, come trasmessi dalle imprese distributrici ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 7 della RTDG;
- definire criteri che le imprese distributrici debbono applicare in modo omogeneo per la fatturazione di eventuali conguagli relativi al primo semestre, come conseguenza di letture periodiche successive al 30 giugno 2009.

Ritenuto che sia opportuno:

- con riferimento ad alcune imprese distributrici di gas diversi dal naturale, rinviare l'approvazione delle opzioni tariffarie relative ai servizi di distribuzione

e misura allo svolgimento dei necessari approfondimenti volti ad accertare la natura degli scostamenti, talora molto rilevanti, riscontrati rispetto ai precedenti livelli dei vincoli tariffari; e che per gli ambiti gas diversi interessati siano prorogate le tariffe applicate attualmente;
- considerare tutti i dati trasmessi in tempo utile ai fini del opzioni tariffarie di cui all'articolo 86 della RTDG per il servizio di distribuzione e misura di altri gas, integrati con una quantificazione d'ufficio dei valori relativi ai contributi privati, in caso in cui nella modulistica compilata non risulti percepito alcun contributo privato, assumendo un livello forfetario del 40% del costo delle derivazioni d'utenza;
- determinare le opzioni di cui al precedente alinea applicando il meccanismo di gradualità di cui all'articolo 17 della RTDG ai costi di capitale, inclusi gli ammortamenti;
- sottoporre tali determinazioni all'approvazione delle imprese distributrici.

Ritenuto che sia opportuno:

- procedere in via provvisoria alla definizione delle opzioni tariffarie per le imprese distributrici di gpl che ricadano nei casi disciplinati dalla deliberazione ARG/gas 54/09;
- prevedere che le imprese distributrici di gpl che ricadano nei casi disciplinati dalla deliberazione ARG/gas 54/09 possano procedere, successivamente all'invio dei dati definitivi a operare, qualora lo ritengano, eventuali conguagli

DELIBERA

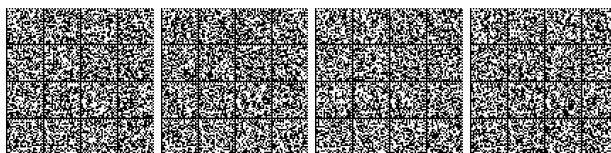
Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni contenute nella presente deliberazione si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 della RTDG e la definizione di cliente finale domestico riportata nella deliberazione n. 157/07.

Articolo 2
Modificazioni della RTDG

2.1 La tabella 6 della RTDG è sostituita con la Tabella 1 allegata al presente provvedimento.

Articolo 3
Approvazione tariffe obbligatorie di cui al comma 35.1 della RTDG per il semestre luglio-dicembre 2009

3.1 I valori della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale di cui all'articolo 35 della RTDG, in vigore nel periodo 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2009 sono riportati nelle Tabelle 2a e 2b.

Articolo 4

Opzioni tariffarie gas metano in vigore nel primo semestre 2009. Modalità applicative delle tariffe obbligatorie. Scaglioni tariffari.

4.1 L'applicazione delle tariffe obbligatorie nel secondo semestre è effettuata senza azzeramenti degli scaglioni di consumo relativi al primo semestre.

4.2 Ai consumi di competenza del primo semestre si applicano a titolo definitivo le opzioni tariffarie, secondo le disposizioni del comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 159/08. Ai fini dell'applicazione di tali opzioni tariffarie i consumi rilevati sono addebitati senza applicazione del coefficiente C.

4.3 Ai consumi di competenza del secondo semestre si applicano le tariffe obbligatorie di cui all'articolo 3 della presente deliberazione. Ai fini dell'applicazione delle tariffe obbligatorie in vigore nel secondo semestre i consumi di gas metano sono addebitati con l'applicazione del coefficiente C.

4.4 In caso di conguagli conseguenti a letture acquisite successivamente alla data del 30 giugno 2009 è consentito alle imprese distributrici di applicare alle variazione di consumi di competenza di periodi antecedenti il 30 giugno 2009, le tariffe obbligatorie di cui all'articolo 3 della presente deliberazione, senza applicazione del coefficiente C.

4.5 Nei casi di cui al precedente comma 4.4 e ai fini della determinazione degli ammontari di perequazione, di cui agli articoli 48 e 49 della RTDG, l'impresa distributrice tiene separata evidenza delle quote di energia fatturata e delle rispettive componenti tariffarie applicate.

Articolo 5

Maggiorazione della componente tariffaria a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione posta a carico dei clienti domestici

5.1 In applicazione di quanto previsto dalla deliberazione n. 157/07 la maggiorazione della componente tariffaria a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione posta a carico dei clienti domestici, da applicare nel periodo luglio-dicembre 2009 è pari a 32,00 centesimi di euro/punto di riconsegna.

5.2 Le imprese distributrici hanno facoltà di applicare detta maggiorazione a decorrere dall'1 luglio 2009 e non oltre il 31 dicembre 2009.

Articolo 6

Restituzione del corrispettivo a copertura dei costi operativi per l'accesso ai dati di base di cui alla deliberazione n. 157/07

6.1 Le disposizioni di cui al presente articolo sostituiscono quanto previsto dal comma 7.7 della deliberazione n. 157/07.

6.2 In relazione all'attivazione dei sistemi finalizzati alla comunicazione dei dati di base ai venditori ai sensi della deliberazione n. 157/07, per ciascun giorno di ritardo rispetto al termine dell'1 ottobre 2008 previsto dal comma 7.7 della medesima deliberazione, l'impresa distributrice è tenuta a restituire, proporzionalmente, le maggiorazioni riconosciute in tariffa ai sensi del comma 7.5 della citata deliberazione n. 157/07.

6.3 L'importo oggetto di restituzione di cui al precedente comma 6.2, è determinato secondo la presente formula:

$$RM = M * Dom * Rit$$

dove:

- RM è l'importo totale da restituire ai sensi del presente articolo;
- M è la maggiorazione unitaria, di cui al comma 5.1 della presente deliberazione;
- Dom è il numero di clienti finali domestici serviti dall'impresa distributrice al 31 dicembre 2008;
- Rit è il rapporto tra il numero di giorni di ritardo dell'attivazione dei sistemi finalizzati alla comunicazione dei dati di base ai venditori, rispetto al termine dell'1 ottobre 2008 e il numero di giorni compresi tra l'1 ottobre 2008 e il 31 dicembre 2009, pari ai 456.

6.4 L'impresa distributrice effettua il rimborso dell'importo di cui al comma 6.3 su base bimestrale, con la medesima cadenza prevista dal comma 92.1 della RTDG, nei limiti del gettito relativo alla maggiorazione M di cui al medesimo comma 6.3, fatturata in ciascun bimestre del secondo semestre dell'anno 2009, secondo le procedure predisposte dalla Cassa e approvate con determina del Direttore della Direzione tariffe dell'Autorità.

Articolo 7

Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

7.1 Sono approvate le opzioni tariffarie provvisorie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale di cui all'articolo 86 della RTDG per il periodo 1 luglio 2009 – 31 dicembre 2009, come riportate nella Tabella 3 allegata al presente provvedimento.

7.2 Le imprese distributrici possono proporre modifiche alla struttura delle opzioni tariffarie di cui al precedente comma 7.1 mediante richiesta scritta da inviare all'Autorità entro il 15 luglio 2009, nel rispetto delle disposizioni di cui al comma 87.1 della RTDG. Oltre alla richiesta scritta le imprese distributrici trasmettono la proposta modifica accedendo alla procedura telematica attiva presso il sito *internet* dell'Autorità.

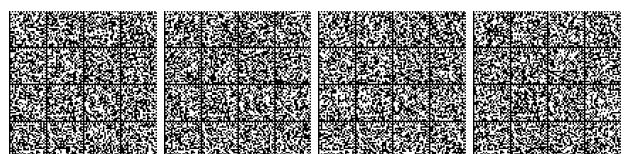
7.3 Sulla base delle opzioni tariffarie provvisorie, di cui al comma 7.1, le imprese distributrici possono procedere ai conguagli di cui al comma 2.6 della deliberazione ARG/gas 159/08.

7.4 I conguagli di cui al precedente alinea devono essere effettuati con rate distribuite su un periodo di almeno sei mesi.

Articolo 8

Verifica dei dati trasmessi

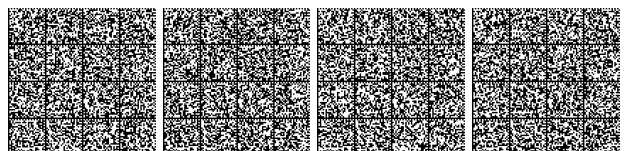
8.1 L'Autorità accerta:

a) la conformità dei dati trasmessi alle prescrizioni contenute nella RTDG e alle precisazioni fornite nelle FAQ pubblicate;

b) la natura dei forti scostamenti riscontrati, in termini di costo riconosciuto unitario medio a copertura dei costi di capitale, per alcune delle località servite;
c) la coerenza dei dati contenuti nella modulistica trasmessa ai sensi delle disposizioni dell'articolo 7 della RTDG con i dati precedentemente inviati in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 87/03 e n. 170/04;
d) la coerenza dei dati contenuti nella modulistica trasmessa ai sensi delle disposizioni dell'articolo 7 della RTDG con i dati riportati nell'elenco dei comuni finanziati nell'ambito dei progetti di metanizzazione del mezzogiorno del paese.

Articolo 9
Avvio indagine conoscitiva

9.1 E' avviata un'indagine conoscitiva sui dati trasmessi anche al fine di accertare eventuali violazioni.
9.2 Nell'ambito dell'indagine conoscitiva possono essere svolte verifiche ispettive e convocate, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, audizioni per la consultazione dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi, ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili.
9.3 E' conferito mandato al Direttore della Direzione Tariffe e al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità per i seguiti di rispettiva competenza.

Articolo 10
Disposizioni finali

10.1 La determinazione delle tariffe di riferimento di cui agli articoli 23 e 24 della RTDG è rimandata a successivo provvedimento, da assumersi entro il 31 dicembre 2009.
10.2 La determinazione degli importi di perequazione d'acconto di cui al comma 50.1 della RTDG è rimandato a successivo provvedimento, da assumersi entro il 31 dicembre 2009.
10.3 La determinazione dei maggiori oneri di cui al comma 59.2 della RTDG è rimandata a successivo provvedimento, da assumersi entro il 31 dicembre 2009.
10.4 L'approvazione delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale per le imprese distributrici e gli ambiti gas diversi di cui alla Tabella 4 è rimandata a successivo provvedimento, da assumersi entro il 31 dicembre 2009.
10.5 Le imprese distributrici di gas diversi dal naturale di cui al precedente alinea applicano a partire dall'1 luglio 2009, fino all'approvazione delle nuove opzioni tariffarie, le opzioni approvate per l'anno termico 2007-2008, salvo conguaglio da effettuarsi successivamente all'approvazione definitiva.
10.6 Sono abrogate le disposizioni di cui al comma 2.6 della deliberazione ARG/gas 159/08.
10.7 Le imprese distributrici di gas diversi dal naturale che ricadano nei casi di cui alla deliberazione ARG/gas 54/09, successivamente all'invio dei dati per la

determinazione della tariffa di riferimento ai sensi delle disposizioni della medesima deliberazione e nel rispetto di quanto previsto dalle disposizioni di cui al comma 87.1 della RTDG possono procedere a eventuali conguagli rispetto alle opzioni tariffarie provvisorie applicate nel corso dell'anno 2009. Gli eventuali conguagli devono essere effettuati con rate distribuite su un periodo di almeno sei mesi.

10.8 Il presente provvedimento è trasmesso mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento alla Cassa.

10.9 La RTDG con le modifiche di cui al presente provvedimento è pubblicata sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

10.10 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dall'1 luglio 2009.

Milano, 30 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

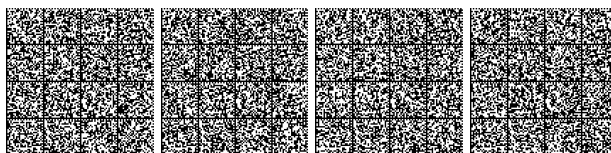



Tabella 1: Articolazione della struttura tariffaria per la quota variabile della tariffa obbligatoria

SCAGLIONI DI CONSUMO	**standard metri cubi/anno**	**Corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)**
1	0-120	0
2	121-480	7,79
3	481-1.560	7,13
4	1.561-5.000	7,13
5	5.001-80.000	5,33
6	80.001-200.000	2,70
7	200.001-1.000.000	1,40
8	oltre 1.000.000	0,39

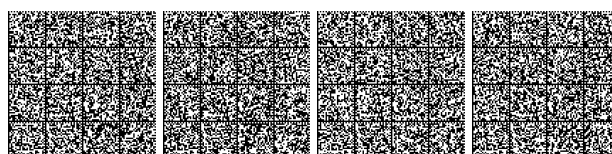



Tabella 2a: Componenti τ_1 della tariffa obbligatoria, di cui al comma 35.3 della RTDG

Ambito nord-occidentale	**Anno 2009 - II semestre** **euro per punto di riconsegna per anno**
τ_1 *(dis)*	41,00
τ_1 *(mis)*	11,62
τ_1 *(cot)*	0,79
Ambito nord-orientale	**Anno 2009 - II semestre** **euro per punto di riconsegna per anno**
τ_1 *(dis)*	36,00
τ_1 *(mis)*	11,30
τ_1 *(cot)*	0,79
Ambito centrale	**Anno 2009 - II semestre** **euro per punto di riconsegna per anno**
τ_1 *(dis)*	37,00
τ_1 *(mis)*	10,53
τ_1 *(cot)*	0,79
Ambito centro-sud orientale	**Anno 2009 - II semestre** **euro per punto di riconsegna per anno**
τ_1 *(dis)*	33,00
τ_1 *(mis)*	10,12
τ_1 *(cot)*	0,79
Ambito centro-sud occidentale	**Anno 2009 - II semestre** **euro per punto di riconsegna per anno**
τ_1 *(dis)*	38,00
τ_1 *(mis)*	10,79
τ_1 *(cot)*	0,79
Ambito meridionale	**Anno 2009 - II semestre** **euro per punto di riconsegna per anno**
τ_1 *(dis)*	45,00
τ_1 *(mis)*	12,47
τ_1 *(cot)*	0,79

Tabella 2b: Componenti τ_3 della tariffa obbligatoria, di cui al comma 35.3 della RTDG

Ambito nord-occidentale		Anno 2009 - II semestre
scaglioni di consumo	**standard metri cubi/anno**	**corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)**
1	0-120	0
2	121-480	7,3589
3	481-1.560	6,7354
4	1.561-5.000	6,7354
5	5.001-80.000	5,0350
6	80.001-200.000	2,5506
7	200.001-1.000.000	1,3225
8	oltre 1.000.000	0,3684
Ambito nord-orientale		**Anno 2009 - II semestre**
scaglioni di consumo	**standard metri cubi/anno**	**corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)**
1	0-120	0
2	121-480	5,7343
3	481-1.560	5,2485
4	1.561-5.000	5,2485
5	5.001-80.000	3,9235
6	80.001-200.000	1,9875
7	200.001-1.000.000	1,0306
8	oltre 1.000.000	0,2871
Ambito centrale		**Anno 2009 - II semestre**
scaglioni di consumo	**standard metri cubi/anno**	**corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)**
1	0-120	0
2	121-480	7,5766
3	481-1.560	6,9346
4	1.561-5.000	6,9346
5	5.001-80.000	5,1840
6	80.001-200.000	2,626
7	200.001-1.000.000	1,3616
8	oltre 1.000.000	0,3793
Ambito centro-sud orientale		**Anno 2009 - II semestre**
scaglioni di consumo	**standard metri cubi/anno**	**corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)**
1	0-120	0
2	121-480	9,9013
3	481-1.560	9,0624
4	1.561-5.000	9,0624
5	5.001-80.000	6,7745
6	80.001-200.000	3,4318
7	200.001-1.000.000	1,7794
8	oltre 1.000.000	0,4957
Ambito centro-sud occidentale		**Anno 2009 - II semestre**
scaglioni di consumo	**standard metri cubi/anno**	**corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)**
1	0-120	0
2	121-480	12,0097
3	481-1.560	10,9922
4	1.561-5.000	10,9922
5	5.001-80.000	8,2172
6	80.001-200.000	4,1625
7	200.001-1.000.000	2,1584
8	oltre 1.000.000	0,6013
Ambito meridionale		**Anno 2009 - II semestre**
scaglioni di consumo	**standard metri cubi/anno**	**corrispettivi unitari (centesimi di euro/smc)**
1	0-120	0
2	121-480	16,7928
3	481-1.560	15,3701
4	1.561-5.000	15,3701
5	5.001-80.000	11,4898
6	80.001-200.000	5,8204
7	200.001-1.000.000	3,018
8	oltre 1.000.000	0,8407

Tabella 3: Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

IDAEEG	Ambito gas diversi		ot_1	τ_1 *(mis)*	scaglioni di consumo annuo			ot_3
					numero progressivo	standard metri cubi		
	Impresa distributrice	Regione	euro per punto di riconsegna per anno	euro per punto di riconsegna per anno		da	a	centesimi di euro/smc
9	ALPIGAS SRL	VALLE D'AOSTA	0,00	5,87	1	0	infinito	48,2097
11	CARBOTRADE GAS SPA	PIEMONTE	0,00	7,35	1	0	480	62,0427
			0,00		2	481	1.560	23,7708
			0,00		3	1.561	5.000	22,5824
			0,00		4	5.001	infinito	21,3941
		VALLE D'AOSTA	0,00	7,07	1	0	480	31,8301
			0,00		2	481	1.560	12,1952
			0,00		3	1.561	5.000	11,5856
			0,00		4	5.001	infinito	10,9759
		LIGURIA	0,00	7,64	1	0	480	88,9356
			0,00		2	481	1.560	34,0744
			0,00		3	1.561	5.000	32,3710
			0,00		4	5.001	infinito	30,6675
		EMILIA-ROMAGNA	0,00	7,01	1	0	480	66,3268
			0,00		2	481	1.560	25,4121
			0,00		3	1.561	5.000	24,1418
			0,00		4	5.001	infinito	22,8714
25	SOCOGAS SPA	LIGURIA	36,00	8,11	1	0	120	60,7972
			36,00		2	121	1.560	43,6665
			36,00		3	1.561	80.000	35,7639
			30,00		4	80.001	1.000.000	9,4385
			30,00		5	1.000.001	infinito	5,5250
		EMILIA-ROMAGNA	36,00	13,62	1	0	120	30,3948
			36,00		2	121	1.560	21,8305
			36,00		3	1.561	80.000	17,8797
			30,00		4	80.001	1.000.000	4,7187
			30,00		5	1.000.001	infinito	2,7622
27	AUTOGAS RIVIERA SRL	LIGURIA	18,60	6,85	1	0	infinito	53,8205
32	SOC.ITALIANA GAS LIQUIDI SPA	MARCHE	24,00	7,66	1	0	1.560	24,0649
			24,00		2	1.561	infinito	10,8302
		ABRUZZO	24,00	4,24	1	0	1.560	30,3092
			24,00		2	1.561	infinito	13,6404
83	SARDA RETI GAS SRL	SARDEGNA	12,50	5,67	1	0	120	64,1021
			85,00		2	121	5.000	44,0207
			305,00		3	5.001	80.000	37,3231
			800,00		4	80.001	infinito	33,0943
			18,00		1	0	480	215,6464
			0,00		2	481	5.000	106,0551

Tabella 3: Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

IDAEEG	Ambito gas diversi		ot_1	τ_1 (mis)	scaglioni di consumo annuo			ot_3
					numero progressivo	standard metri cubi		
	Impresa distributrice	Regione	euro per punto di riconsegna per anno	euro per punto di riconsegna per anno		da	a	centesimi di euro/smc
85	MDG SPA - METANIFERA DI GAVIRATE	LOMBARDIA	0,00	11,15	3	5.001	80.000	28,2813
			0,00		4	80.001	1.000.000	17,6763
			0,00		5	1.000.001	infinito	10,6050
86	CNEA GESTIONI SRL	LAZIO	18,00	9,05	1	0	480	627,6942
			0,00		2	481	5.000	269,0116
			0,00		3	5.001	80.000	71,7370
			0,00		4	80.001	1.000.000	44,8349
			0,00		5	1.000.001	infinito	26,9009
93	FLORENGAS SRL	TOSCANA	25,00	15,14	1	0	120	50,1790
			25,00		2	121	1.560	49,1733
			25,00		3	1.561	infinito	48,5707
96	CRISTOFORETTI SERVIZI ENERGIA SRL	TRENTINO-ALTO ADIGE	0,00	5,12	1	0	120	13,3747
			36,00		2	121	1.560	10,6885
			108,00		3	1.561	infinito	2,5218
		VENETO	0,00	16,67	1	0	120	176,4618
			36,00		2	121	1.560	141,0204
			108,00		3	1.561	infinito	33,2712
136	FONTENERGIA SPA	SARDEGNA	48,00	7,87	1	0	120	160,4237
			132,00		2	121	1.560	158,8438
			372,00		3	1.561	5.000	150,8244
			9.672,00		4	5.001	200.000	129,3689
			14.880,00		5	200.001	infinito	122,9031
138	ERRE.GAS SRL	CAMPANIA	30,00	7,84	1	0	120	192,1538
			72,00		2	121	1.560	182,4693
			210,00		3	1.561	5.000	163,9973
			5.388,00		4	5.001	200.000	117,6731
			8.292,00		5	200.001	infinito	111,7890
144	MATTEI ITALIANA GAS SRL	EMILIA-ROMAGNA	27,00	10,55	1	0	infinito	50,9827
209	GENOVA RETI GAS SRL	LIGURIA	30,00	8,94	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	186,0186
			30,00		3	1.561	80.000	134,2153
			30,00		4	80.001	1.000.000	30,6086
			30,00		5	1.000.001	infinito	5,8859
216	DISTRIBUZIONE GAS BADANO SRL	PIEMONTE	30,00	10,15	1	0	120	79,0035
			30,00		2	121	1.560	71,1905
			30,00		3	1.561	5.000	65,9809
			30,00		4	5.001	infinito	60,7727
		LIGURIA	30,00	9,09	1	0	120	67,4046
			30,00		2	121	1.560	60,7387
			30,00		3	1.561	5.000	56,2939
			30,00		4	5.001	infinito	51,8503

Tabella 3: Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

IDAEEG	Ambito gas diversi		*ot_1*	*τ_1 (mis)*	scaglioni di consumo annuo			*ot_3*
					numero progressivo	standard metri cubi		
	Impresa distributrice	Regione	euro per punto di riconsegna per anno	euro per punto di riconsegna per anno		da	a	centesimi di euro/smc
226	SIME SPA - SOCIETA' IMPIANTI METANO	PIEMONTE	30,00	7,77	1	0	infinito	147,0062
		EMILIA-ROMAGNA	30,00	5,12	1	0	infinito	5,6312
231	ENERGIA AZZURRA SRL	LIGURIA	24,00	8,45	1	0	120	67,4412
			24,00		2	121	1.560	62,3693
			24,00		3	1.561	5.000	57,2997
			30,00		4	5.001	infinito	37,8735
254	PREALPINA GAS SRL	PIEMONTE	30,00	8,75	1	0	infinito	169,3703
293	ASM RETI SPA	LOMBARDIA	39,00	10,31	1	0	1.560	80,4669
			39,00		2	1.561	80.000	76,3838
			39,00		3	80.001	infinito	61,1067
309	CIANNAVEI SNC DI CIANNAVEI M. & C.	MARCHE	30,96	9,31	1	0	infinito	53,7078
310	COSTRUZIONI IMPIANTI METANO SRL	LAZIO	30,00	16,99	1	0	infinito	158,1720
317	AGIPGAS CONSORZIO SABINA	LAZIO	30,00	14,15	1	0	1.560	99,2360
			100,00		2	1.561	infinito	83,8253
320	COIMGAS SPA	TOSCANA	30,99	8,54	1	0	120	97,2946
			30,99		2	121	480	95,9427
			30,99		3	481	infinito	72,7909
323	AUTOGAS NORD VENETO EMILIANA SRL	EMILIA-ROMAGNA	30,00	5,12	1	0	infinito	17,7392
329	MAGIGAS SPA	TOSCANA	18,59	14,72	1	0	120	84,2296
			18,59		2	121	480	74,7939
			18,59		3	481	1.560	41,9780
			18,59		4	1.561	infinito	25,0271
373	CONDOTTE NORD SPA	LOMBARDIA	30,00	5,12	1	0	80.000	16,4783
			30,00		2	80.001	200.000	14,9189
			30,00		3	200.001	1.000.000	14,2168
			30,00		4	1.000.001	infinito	14,0413
377	GESAM SPA	TOSCANA	31,00	9,55	1	0	120	170,1149
			31,00		2	121	480	148,8498
			31,00		3	481	infinito	127,5848
378	ACAM GAS SPA	LIGURIA	36,00	12,48	1	0	480	78,7396
			36,00		2	481	1.560	69,5994
			36,00		3	1.561	80.000	64,8185
			36,00		4	80.001	infinito	4,2188

Tabella 3: Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

IDAEEG	Ambito gas diversi		ot_1	τ_1 *(mis)*	scaglioni di consumo annuo	standard metri cubi		ot_3
	Impresa distributrice	Regione	euro per punto di riconsegna per anno	euro per punto di riconsegna per anno	numero progressivo	da	a	centesimi di euro/smc
381	TECNIGAS SRL	LOMBARDIA	30,98	5,61	1	0	infinito	8,3684
434	GEA SPA	TOSCANA	43,38	5,33	1	0	480	13,3398
			21,69		2	481	80.000	12,7564
			21,69		3	80.001	1.000.000	11,9509
			21,69		4	1.000.001	infinito	11,7010
441	TOTALGAZ ITALIA SRL	PIEMONTE	24,79	14,70	1	0	infinito	96,7339
		UMBRIA	24,79	11,38	1	0	infinito	88,2164
		LAZIO	24,79	11,15	1	0	infinito	119,7340
		ABRUZZO	24,79	11,20	1	0	infinito	65,4723
		MOLISE	24,79	10,61	1	0	infinito	49,8013
442	ENERGAS SPA	LAZIO	30,00	7,00	1	0	infinito	75,9906
		ABRUZZO	30,00	7,90	1	0	infinito	58,9118
457	LUNIGAS I.F.	TOSCANA	21,69	5,12	1	0	infinito	83,0816
477	LIQUIGAS SPA	PIEMONTE	18,59	6,43	1	0	infinito	89,1746
		LOMBARDIA	18,59	8,18	1	0	infinito	48,5083
		TRENTINO-ALTO ADIGE	18,59	6,63	1	0	infinito	39,5572
		VENETO	18,59	9,40	1	0	infinito	57,1911
		FRIULI-VENEZIA GIULIA	18,59	5,12	1	0	infinito	16,4089
		LIGURIA	18,59	7,17	1	0	infinito	42,4194
		EMILIA-ROMAGNA	18,59	7,41	1	0	infinito	56,7231
		TOSCANA	18,59	7,13	1	0	infinito	66,7318
		UMBRIA	18,59	6,96	1	0	infinito	82,2888
		LAZIO	18,59	6,68	1	0	infinito	92,9031
		ABRUZZO	18,59	8,49	1	0	infinito	119,4733
		CAMPANIA	18,59	5,86	1	0	infinito	46,1506
		PUGLIA	18,59	15,59	1	0	infinito	52,6912
		SICILIA	18,59	6,56	1	0	infinito	100,8921
		SARDEGNA	18,59	8,19	1	0	infinito	277,7550
480	PONENTEGAS S.R.L.	LIGURIA	30,98	5,12	1	0	infinito	98,3180
486	MEDITERRANEA ENERGIA AMBIENTE SPA	SARDEGNA	12,00	13,15	1	0	120	74,6554
			18,00		2	121	480	68,1007
			36,00		3	481	80.000	57,9036
			72,00		4	80.001	infinito	43,3365
556	ULTRAGAS TIRRENA SPA	SARDEGNA	18,59	25,08	1	0	480	214,5820
			150,00		2	481	infinito	44,9124

Tabella 3: Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

IDAEEG	Ambito gas diversi		ot_1	τ_1 (mis)	scaglioni di consumo annuo			ot_3
					numero progressivo	standard metri cubi		
	Impresa distributrice	Regione	euro per punto di riconsegna per anno	euro per punto di riconsegna per anno		da	a	centesimi di euro/smc
597	ENIA SPA	EMILIA-ROMAGNA	30,00	7,37	1	0	480	112,8184
			30,00		2	481	1.560	62,1089
			30,00		3	1.561	80.000	44,8127
			30,00		4	80.001	1.000.000	10,2204
			30,00		5	1.000.001	infinito	1,9659
665	LAMPOGAS LOMBARDA S.R.L.	LOMBARDIA	30,98	5,46	1	0	infinito	18,8529
669	QUATTROPETROLI SPA	TOSCANA	24,00	41,94	1	0	infinito	70,5586
681	GEAP SPA	PUGLIA	18,59	7,02	1	0	infinito	267,5899
685	CONSIAG RETI SRL	TOSCANA	30,00	5,12	1	0	120	80,3675
			30,00		2	121	480	80,3675
			30,00		3	481	1.560	80,3675
			30,00		4	1.561	infinito	80,3675
690	SO.GE.GAS PROGETTAZIONE COSTRUZIONE E GESTIONE IMPIANTI SRL	SICILIA	15,82	23,06	1	0	120	53,8603
			15,82		2	121	480	50,8446
			15,82		3	481	infinito	47,4082
692	BIM GESTIONE SERVIZI PUBBLICI SPA	VENETO	30,00	5,12	1	0	infinito	27,0894
708	TOSCOGAS SPA	TOSCANA	0,00	5,12	1	0	infinito	114,1847
712	IS GAS SCRL	SARDEGNA	18,60	17,73	1	0	120	48,6384
			24,84		2	121	480	44,4091
			61,92		3	481	80.000	41,3881
			185,88		4	80.001	infinito	38,0648
760	ENI SPA	VALLE D'AOSTA	30,00	7,73	1	0	1.560	13,5035
			100,00		2	1.561	infinito	5,2250
		LOMBARDIA	30,00	21,57	1	0	1.560	31,0575
			100,00		2	1.561	infinito	12,0172
		FRIULI-VENEZIA GIULIA	30,00	21,09	1	0	1.560	35,8064
			100,00		2	1.561	infinito	13,8547
		LIGURIA	30,00	17,70	1	0	1.560	71,4230
			100,00		2	1.561	infinito	27,6359
		EMILIA-ROMAGNA	30,00	15,39	1	0	1.560	47,6595
			100,00		2	1.561	infinito	18,4410
		TOSCANA	30,00	15,02	1	0	1.560	63,8353
			100,00		2	1.561	infinito	24,7000
		UMBRIA	30,00	19,41	1	0	1.560	72,4793
			100,00		2	1.561	infinito	28,0446
		MARCHE	30,00	19,94	1	0	1.560	97,5031
			100,00		2	1.561	infinito	37,7272
		LAZIO	30,00	13,47	1	0	1.560	56,0331
			100,00		2	1.561	infinito	21,6810
		CAMPANIA	30,00	27,02	1	0	1.560	112,2908
			100,00		2	1.561	infinito	43,4490
		BASILICATA	30,00	18,71	1	0	1.560	69,6740
			100,00		2	1.561	infinito	26,9592
		CALABRIA	30,00	13,23	1	0	1.560	83,8911
			100,00		2	1.561	infinito	32,4602

Tabella 3: Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

IDAEEG	Ambito gas diversi		ot_1	τ_1 *(mis)*	scaglioni di consumo annuo			ot_3
	Impresa distributrice	Regione	euro per punto di riconsegna per anno	euro per punto di riconsegna per anno	numero progressivo	standard metri cubi da	standard metri cubi a	centesimi di euro/smc
781	PALAGAS SCRL	EMILIA-ROMAGNA	30,98	7,51	1	0	infinito	14,5197
791	TOSCANA ENERGIA SPA	TOSCANA	30,00	11,44	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	117,3835
			30,00		3	1.561	80.000	84,6900
			30,00		4	80.001	1.000.000	19,3299
			30,00		5	1.000.001	infinito	3,7256
793	ULTRAGAS CM SPA	LAZIO	7,80	4,46	1	0	infinito	37,1578
		ABRUZZO	7,80	13,77	1	0	infinito	60,4049
		CAMPANIA	7,80	11,22	1	0	infinito	54,3293
		SICILIA	7,80	10,56	1	0	infinito	58,3993
807	ITALGAS SPA - SOC.ITALIANA PER IL GAS	PIEMONTE	30,00	10,73	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	31,4860
			30,00		3	1.561	80.000	22,7179
			1.800,00		4	80.001	1.000.000	0,8851
			3.600,00		5	1.000.001	infinito	0,4425
		LIGURIA	30,00	12,76	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	60,1171
			30,00		3	1.561	80.000	43,3759
			1.800,00		4	80.001	1.000.000	1,6899
			3.600,00		5	1.000.001	infinito	0,8449
		TOSCANA	30,00	11,23	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	32,7079
			30,00		3	1.561	80.000	23,5995
			1.800,00		4	80.001	1.000.000	0,9194
			3.600,00		5	1.000.001	infinito	0,4597
		UMBRIA	30,00	15,82	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	50,8446
			30,00		3	1.561	80.000	36,6856
			1.800,00		4	80.001	1.000.000	1,4292
			3.600,00		5	1.000.001	infinito	0,7146
		MARCHE	30,00	12,55	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	38,0491
			30,00		3	1.561	80.000	27,4533
			1.800,00		4	80.001	1.000.000	1,0696
			3.600,00		5	1.000.001	infinito	0,5348
		LAZIO	30,00	14,77	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	103,8975
			30,00		3	1.561	80.000	74,9646
			1.800,00		4	80.001	1.000.000	2,9205
			3.600,00		5	1.000.001	infinito	1,4603
		MOLISE	30,00	5,14	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	6,0676
			30,00		3	1.561	80.000	4,3780
			1.800,00		4	80.001	1.000.000	0,1706
			3.600,00		5	1.000.001	infinito	0,0853
		BASILICATA	30,00	8,59	1	0	120	0,0000
			30,00		2	121	1.560	8,6858
			30,00		3	1.561	80.000	6,2670
			1.800,00		4	80.001	1.000.000	0,2442
			3.600,00		5	1.000.001	infinito	0,1221
809	SINERGAS SRL	SARDEGNA	30,99	27,39	1	0	480	11,5623
			61,97		2	481	80.000	11,0102

Tabella 3: Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

IDAEEG	Ambito gas diversi		ot_1	τ_1 (mis)	scaglioni di consumo annuo			ot_3
					numero progressivo	standard metri cubi		
	Impresa distributrice	Regione	euro per punto di riconsegna per anno	euro per punto di riconsegna per anno		da	a	centesimi di euro/smc
			185,29		3	80.001	infinito	10,0517
811	ARCALGAS PROGETTI SPA	LIGURIA	30,00	5,12	1	0	480	6,9894
			30,00		2	481	1.560	3,8478
			30,00		3	1.561	80.000	2,7763
			30,00		4	80.001	1.000.000	0,6332
			30,00		5	1.000.001	infinito	0,1218
		MARCHE	30,00	8,36	1	0	480	48,9701
			30,00		2	481	1.560	26,9591
			30,00		3	1.561	80.000	19,4516
			30,00		4	80.001	1.000.000	4,4366
			30,00		5	1.000.001	infinito	0,8534
		CAMPANIA	30,00	7,98	1	0	480	50,0189
			30,00		2	481	1.560	27,5365
			30,00		3	1.561	80.000	19,8682
			30,00		4	80.001	1.000.000	4,5317
			30,00		5	1.000.001	infinito	0,8717
831	COLSAM SRL	LOMBARDIA	30,00	5,12	1	0	infinito	90,9614
841	HERA SPA - HOLDING ENERGIA RISORSE AMBIENTE	EMILIA-ROMAGNA	18,00	10,20	1	0	120	29,3243
			42,00		2	121	480	29,0013
			54,00		3	481	infinito	26,5781
		TOSCANA	18,00	6,12	1	0	120	16,6674
			42,00		2	121	480	16,4838
			54,00		3	481	infinito	15,1065
902	COSEV SERVIZI SPA	ABRUZZO	30,00	10,14	1	0	480	90,5299
			30,00		2	481	1.560	83,1411
			30,00		3	1.561	infinito	73,9024
955	OLIVI SPA	TOSCANA	18,59	11,47	1	0	480	42,7017
			30,99		2	481	infinito	40,7938
		UMBRIA	18,59	12,06	1	0	480	63,5201
			30,99		2	481	infinito	60,6820
960	ASPEM SPA	LOMBARDIA	18,00	11,27	1	0	120	323,0498
			18,00		2	121	infinito	186,2021
991	GP GAS SRL	LOMBARDIA	30,00	5,24	1	0	1.560	8,7686
			30,00		2	1.561	infinito	8,6462
995	ENEL RETE GAS SPA	UMBRIA	30,00	12,99	1	0	480	304,3255
			30,00		2	481	5.000	198,4741
			30,00		3	5.001	80.000	55,1310
			30,00		4	80.001	infinito	50,7205
		LAZIO	30,00	5,51	1	0	480	34,8222
			30,00		2	481	5.000	22,7102
			30,00		3	5.001	80.000	6,3083
			30,00		4	80.001	infinito	5,8036
		CALABRIA	30,00	5,44	1	0	480	10,9389
			30,00		2	481	5.000	7,1341
			30,00		3	5.001	80.000	1,9817
			30,00		4	80.001	infinito	1,8231
1059	COINGAS SPA	TOSCANA	18,00	8,91	1	0	480	75,2004
			66,00		2	481	5.000	54,6916
			200,00		3	5.001	infinito	54,6916
		MARCHE	18,00	12,68	1	0	480	101,2570
			66,00		2	481	5.000	73,6420
			200,00		3	5.001	infinito	73,6420
1183	LAMPOGAS EMILIANA SRL	EMILIA-ROMAGNA	30,98	6,14	1	0	infinito	30,3330

Tabella 3: Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

IDAEEG	Ambito gas diversi		ot_1	τ_1 *(mis)*	scaglioni di consumo annuo			ot_3
					numero progressivo	standard metri cubi		
	Impresa distributrice	Regione	euro per punto di riconsegna per anno	euro per punto di riconsegna per anno		da	a	centesimi di euro/smc
1225	BEYFIN SPA	VENETO	30,98	6,64	1	0	infinito	94,5731
		TOSCANA	30,98	6,92	1	0	infinito	66,4806
		UMBRIA	30,98	7,66	1	0	infinito	116,5215
		LAZIO	30,98	9,21	1	0	infinito	129,4134
1280	MARCHE MULTISERVIZI SPA	MARCHE	30,00	5,58	1	0	120	12,4418
			30,00		2	121	480	11,4382
			30,00		3	481	1.560	10,6358
			30,00		4	1.561	infinito	10,0336
1360	COMPAGNIA ITALIANA ZETAGAS SRL	TOSCANA	13,94	18,93	1	0	infinito	41,2499
1438	METEMA GESTIONI SRL	MARCHE	30,00	5,65	1	0	infinito	12,4904
1488	AUTOGAS NORD SPA	PIEMONTE	24,00	16,63	1	0	120	81,8740
			24,00		2	121	1.560	65,8427
			24,00		3	1.561	infinito	20,1561
		LIGURIA	24,00	11,40	1	0	120	96,0184
			24,00		2	121	1.560	77,2176
			24,00		3	1.561	infinito	23,6383
1578	LAMPOGAS NORD SRL	PIEMONTE	30,98	4,72	1	0	infinito	14,6353
1679	SARDINYA GAS SPA	SARDEGNA	18,59	24,17	1	0	120	182,6429
			24,79		2	121	480	151,2850
			71,97		3	481	80.000	143,2269
			413,17		4	80.001	infinito	127,5794
1682	BUTANGAS SPA	LIGURIA	30,99	8,81	1	0	infinito	49,3465
		TOSCANA	30,99	6,84	1	0	infinito	42,8415
		BASILICATA	30,99	8,90	1	0	infinito	40,2309
1713	INTESAGPL SRL	TOSCANA	54,00	6,85	1	0	480	65,0256
			54,00		2	481	5.000	59,1380
			54,00		3	5.001	infinito	57,8525
1780	FANANO GAS SURL	EMILIA-ROMAGNA	18,00	16,85	1	0	120	69,8203
			18,00		2	121	infinito	67,4311
1824	PETROLCARBO GPL SRL	LOMBARDIA	30,00	8,29	1	0	120	78,9902
			30,00		2	121	1.560	76,7554
			30,00		3	1.561	infinito	75,2650
1827	PRIGEAS	EMILIA-ROMAGNA	18,00	48,74	1	0	120	103,3672
			18,00		2	121	infinito	101,9110
1843	LIGURIA GAS SRL	PIEMONTE	18,00	8,99	1	0	120	88,3639
			18,00		2	121	infinito	85,3402
		LIGURIA	18,00	12,49	1	0	120	48,1144
			18,00		2	121	infinito	46,4679
		EMILIA-ROMAGNA	18,00	10,39	1	0	120	66,6889
			18,00		2	121	infinito	64,4069
1861	GOLDENGAS SPA	EMILIA-ROMAGNA	18,00	6,96	1	0	120	78,2220
			18,00		2	121	infinito	75,5453
1915	COMUNE DI SANNAZZARO DE' BURGONDI	LOMBARDIA	36,00	5,85	1	0	480	6,4570
			36,00		2	481	5.000	3,3225
			36,00		3	5.001	infinito	2,9542
2130	MEDITERRANEA ENERGIA COS. CONS. A R.L.	MARCHE	24,00	22,45	1	0	120	189,7596
			30,00		2	121	1.560	155,4525
			42,00		3	1.561	5.000	123,2897
			60,00		4	5.001	infinito	91,1269
		ABRUZZO	24,00	9,88	1	0	120	328,8714
			30,00		2	121	1.560	269,4139
			42,00		3	1.561	5.000	213,6728

Tabella 3: Opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

IDAEEG	Ambito gas diversi		ot_1	τ_1 *(mis)*	scaglioni di consumo annuo			ot_3
					numero progressivo	standard metri cubi		
	Impresa distributrice	Regione	euro per punto di riconsegna per anno	euro per punto di riconsegna per anno		da	a	centesimi di euro/smc
			60,00		4	5.001	infinito	157,9316

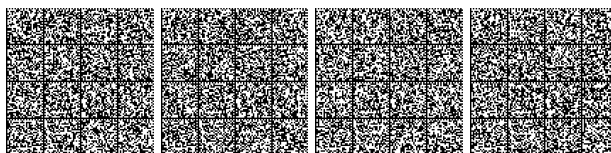
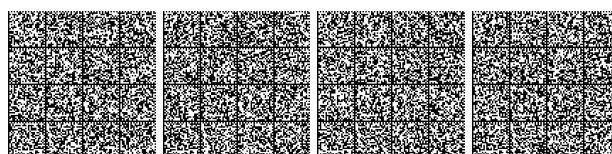



Tabella 4 - Elenco ambiti gas diversi per i quali è stata rinviata l'approvazione delle opzioni tariffarie

Ambito gas diversi		
IDAEEG	**RagioneSociale**	**Regione**
nd	SAC PETROLI DI PEROTTO MARCO & C. SAS	EMILIA-ROMAGNA
nd	SILCA SRL	LAZIO
32	SOC.ITALIANA GAS LIQUIDI SPA	UMBRIA
90	BRIONGAS SRL	LAZIO
90	BRIONGAS SRL	MARCHE
477	LIQUIGAS SPA	MARCHE
479	GAS SERVICE ABRUZZO SRL	ABRUZZO
479	GAS SERVICE ABRUZZO SRL	LAZIO
972	SOC.VALNERINA SERVIZI SPA	UMBRIA
993	SADORI RETI SRL	MARCHE
995	ENEL RETE GAS SPA	EMILIA-ROMAGNA
995	ENEL RETE GAS SPA	LOMBARDIA
995	ENEL RETE GAS SPA	TOSCANA
1243	CDCL DI MARCHETTI & C. SNC	MARCHE
1623	BRAGAS SRL	PIEMONTE
1626	SATO SRL	MARCHE
1672	CALOR SYSTEMS SPA	LOMBARDIA
1699	COMUNE DI MOLINI DI TRIORA	LIGURIA
1739	VUS GPL SRL	UMBRIA
2130	MEDITERRANEA ENERGIA COS. CONS. A R.L.	UMBRIA

09A09892

DELIBERAZIONE 30 giugno 2009.

Aggiornamento per il trimestre luglio - settembre 2009 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale. (Deliberazione ARG/gas 82/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 30 giugno 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 novembre 2002, n. 195/02, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 195/02);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06;
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07;
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 40/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, e l'allegato Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (di seguito: TIVG).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 3 del decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73, come modificato dalla legge di conversione 3 agosto 2007, n. 125 prevede, tra l'altro, che l'Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità *"a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta"*;
- tale previsione trova conferma nell'attuale assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale e in quanto definito dall'Autorità nel TIVG.

Considerato inoltre che:

- l'articolo 6 del TIVG ha stabilito i nuovi criteri di aggiornamento della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso CCI e, in particolare, che l'articolo 7, comma 5, della deliberazione ARG/gas 64/09 prevede che i nuovi criteri di calcolo di tale componente si applichino con decorrenza dall'1 ottobre 2009;
- rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 40/09 l'indice dei prezzi di riferimento I_t relativo al gas naturale, calcolato ai sensi della deliberazione 195/02, ha registrato, per il trimestre luglio – settembre 2009, una variazione pari a – 25,0%.

Ritenuto che sia necessario:

- per il trimestre luglio –settembre 2009, in virtù della variazione dell'indice I_t rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 40/09, modificare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui all'articolo 5 del TIVG, relativamente alla componente della commercializzazione all'ingrosso CCI

DELIBERA

Articolo 1

Aggiornamento per il trimestre luglio – settembre 2009 della componente di commercializzazione all'ingrosso CCI

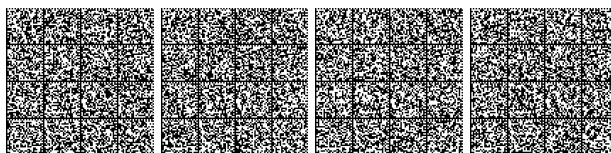
1.1 Per il trimestre luglio – settembre 2009, il livello della componente di commercializzazione all'ingrosso CCI diminuisce di 0,1703 centesimi di euro/MJ (1,703000 Euro/GJ). Tale diminuzione è pari a 6,5600 centesimi di euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/mc.

Articolo 2
Disposizioni finali

2.1 Il presente provvedimento, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), entra in vigore l'1 luglio 2009.

Milano, 30 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

09A09893

DELIBERAZIONE 30 giugno 2009.

Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2009 delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi da gas naturale. (Deliberazione ARG/gas 83/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 30 giugno 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, che ha approvato la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009–2012 (TUDG), relativa alla Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG);
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/gas 41/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 41/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, e l'allegato Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (di seguito: TIVG).

Considerato che:

- il TIVG ha, tra l'altro, confermato i criteri di aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima, *QEPROPMC,* rimandando a successivi provvedimenti la revisione di eventuali ulteriori aspetti relativi alla fornitura di gas diversi da gas naturale;
- l'articolo 23 del TIVG prevede che l'elemento *QEPROPMC* sia aggiornato e pubblicato dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre;
- rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 41/09, l'indice J_t relativo ai gas di petrolio liquefatti ed agli altri gas, ha registrato una variazione, in valore assoluto, maggiore del 5%.

Ritenuto che sia necessario:

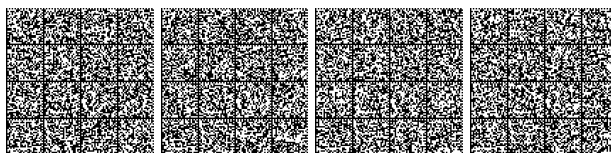
- per il trimestre luglio – settembre 2009, aggiornare le condizioni economiche di fornitura di cui all'articolo 22 del TIVG, prevedendo una diminuzione di 1,147904 Euro/GJ dell'elemento *QEPROPMC* di cui all'articolo 23, comma 1 punto a) del TIVG, diminuzione pari a 0,114871 Euro/mc per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/mc (50,24MJ/kg)

DELIBERA

1. di fissare, per il trimestre luglio – settembre 2009, il valore dell'elemento *QEPROPMC* di cui all'articolo 23, comma 1 del TIVG pari a 5,383096 Euro/GJ, che corrisponde a 0,538686 Euro/mc per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/mc (50,24MJ/kg);
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), la presente deliberazione, che entra in vigore dall'1 luglio 2009.

Milano, 30 giugno 2009

Il presidente: Ortis

09A09894

DELIBERAZIONE 6 luglio 2009.

Modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati, definite ai sensi del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito in legge con modificazioni dall'articolo 1 della legge 28 gennaio 2009, n. 2. (Deliberazione ARG/gas 88/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 6 luglio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE (di seguito: direttiva 2003/55/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 e successive modificazioni e integrazioni;
- il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 109 e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1990, n. 144, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000;
- la legge 28 dicembre 2001, n. 448;
- l'articolo 1 , comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 (di seguito: legge n. 266/05);
- il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26 (di seguito: decreto legislativo n. 26/07) ;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con i Ministri dell'Economia e delle Finanze, delle Politiche per la Famiglia e della Solidarietà sociale 28 dicembre 2007, recante "Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute" (di seguito: decreto 28 dicembre 2007);
- decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248, convertito con legge 28 febbraio 2008, n. 31 (di seguito: decreto-legge 248/07);
- il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito in legge con modificazioni dall'articolo 1 della legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: decreto-legge n. 185/08);

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 229/01;
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n 168/03, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 22 luglio 2004, n. 126/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2007, n. 111/06, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 157/07, come successivamente modificata e integrata;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, ed il relativo Allegato A, come successivamente modificati e integrati (di seguito: deliberazione ARG/elt 117/08);
- la Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG) recante "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012" (RQDG), approvata con la deliberazione 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08;
- la deliberazione dell'Autorità 2 ottobre 2008, GOP 45/08 ed in particolare l'Allegato A recante "Convenzione in attuazione dell'articolo 5, comma 2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08 recante "Modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici disagiati, definite ai sensi del decreto interministeriale 28 dicembre 2007" (di seguito: Convenzione Autorità-Anci);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG) recante "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)", approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 2009, ARG/gas 20/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 20/09);
- il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), approvato con la

deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato;
- il documento per la consultazione 17 aprile 2009, atto DCO 7/09 (di seguito: documento per la consultazione 17 aprile 2009).

Considerato che:

- ai sensi della legge n. 481/95, articolo 2, comma 12, lettera e), l'Autorità, stabilisce e aggiorna la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe per i servizi di pubblica utilità, nonché le modalità di recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale, in modo da assicurare la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela dell'ambiente e di uso efficiente delle risorse;
- la direttiva 2003/55/CE prevede che gli Stati membri adottino "misure adeguate per tutelare i clienti finali ed assicurino, in particolare ai clienti vulnerabili, un'adeguata protezione, comprendente misure idonee a permettere loro di evitare l'interruzione delle forniture";
- il decreto 28 dicembre 2007 ha fissato i criteri per la definizione della compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute;
- la deliberazione ARG/elt 117/08 stabilisce le modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta da clienti domestici disagiati;
- ai sensi dell'articolo 46, comma 1-bis, del decreto-legge n. 248/07, è prevista, tramite successivo decreto interministeriale, l'estensione al settore del gas naturale di quanto disposto dall'articolo 1, comma 375, della legge n. 266/05, in materia di tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica ai clienti economicamente svantaggiati;
- con l'RTDG, allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08, in attesa dell'emanazione del decreto interministeriale di cui al precedente alinea, l'Autorità ha rimandato a successivo provvedimento l'adozione di specifiche misure finalizzate a tutelare la clientela disagiata ed ha istituito il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio alimentato dal gettito rinveniente dall'applicazione della componente G_S, di cui al comma 35.3, lettera d);
- con la deliberazione ARG/gas 159/08 l'Autorità ha transitoriamente posto la componente *Gs* pari a zero;
- il decreto-legge n. 185/08 ha esteso il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale, a far data dal 1 gennaio 2009, alle famiglie economicamente svantaggiate, ivi compresi i nuclei familiari con almeno quattro figli a carico, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica;
- il decreto di cui al precedente alinea, all'articolo 3, comma 9, stabilisce che:
  a) la compensazione è riconosciuta alle forniture di gas naturale;
  b) la compensazione della spesa deve tener conto della necessità di tutelare i clienti che utilizzano impianti condominiali e deve essere riconosciuta in forma differenziata per zone climatiche, nonché in forma parametrata al numero dei componenti della famiglia, in modo tale da determinare una

riduzione della spesa al netto delle imposte dell'utente tipo indicativamente del 15 per cento;

c) per la fruizione del predetto beneficio i soggetti interessati presentano al Comune di residenza un'apposita istanza secondo le modalità stabilite per l'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica;

d) l'Autorità stabilisce le altre misure tecniche necessarie per l'attribuzione del beneficio;

e) alla copertura degli oneri derivanti dalla compensazione sono destinate parte delle risorse individuate dall'art. 2, comma 3 del decreto legislativo n. 26/07;

f) nella eventualità che gli oneri eccedano le risorse previste nel decreto stesso, l'Autorità istituisce una apposita componente tariffaria a carico dei titolari di utenze non domestiche volta ad alimentare un conto gestito dalla Cassa conguaglio settore elettrico;

- con deliberazione ARG/gas 20/09, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione dei provvedimenti in materia di compensazioni per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale dai clienti domestici economicamente disagiati connessi alle reti di distribuzione;
- nell'ambito del procedimento di cui al precedente alinea è stato necessario individuare, in particolare:

  a) l'ammontare della compensazione della spesa, differenziato per zone climatiche, per categorie d'uso del gas naturale e parametrato al numero dei componenti della famiglia, e stimare il conseguente onere a carico del sistema;

  b) gli elementi informativi che devono essere contenuti nell'istanza di compensazione che il cliente domestico presenta al Comune di residenza;

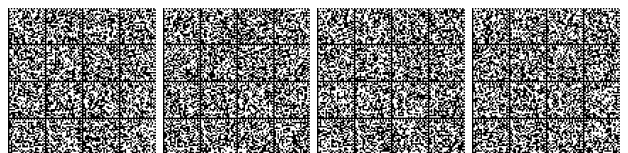
  c) opportuni sistemi di verifica della sussistenza dei requisiti per il riconoscimento della compensazione;

  d) il soggetto competente a ricevere gli elementi informativi necessari a gestire ed erogare la compensazione;

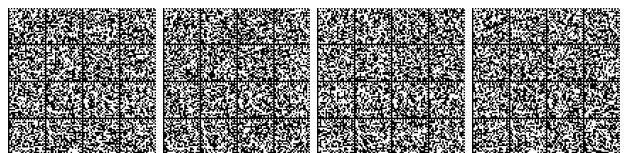
  e) le modalità con cui la medesima compensazione è trasferita ai clienti finali domestici;

  f) i meccanismi attraverso i quali riconoscere la compensazione anche ai clienti domestici che utilizzano impianti condominiali alimentati a gas naturale;

  g) le utenze tenute al pagamento della componente tariffaria *Gs* istituita per la copertura degli oneri connessi al meccanismo di compensazione;

- almeno con riferimento all'anno 2009, gli oneri derivanti dal regime di compensazione risultano superiori ai fondi stanziati dal decreto-legge n. 185/08;
- nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 20/09, è stato diffuso il documento per la consultazione 17 aprile 2009, "Compensazioni per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici economicamente disagiati connessi alle reti di distribuzione del gas naturale", nel quale sono stati illustrati, oltre alle principali criticità implementative, i primi orientamenti dell'Autorità relativamente alle modalità applicative della compensazione;
- la consultazione, conclusasi il 29 maggio 2009, ha evidenziato un sostanziale accordo rispetto all'obiettivo dell'Autorità di utilizzare tutte le possibili sinergie

nelle informazioni da produrre per la richiesta delle agevolazioni per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale, evitando duplicazioni e permettendo nel contempo verifiche più efficaci e rapide;
- con riferimento all'individuazione dei soggetti beneficiari, gli operatori ritengono che, anche al fine di snellire le procedure di riconoscimento della compensazione e contenere gli oneri amministrativi connessi, si possa ricorrere all'autocertificazione delle informazioni rilevanti ai fini dell'ottenimento della compensazione e procedere a successive verifiche;
- l'attuazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento da parte delle imprese distributrici, dei venditori, dei Comuni e di eventuali altri operatori, in particolare le modifiche ai sistemi di fatturazione e di interscambio delle informazioni, nonché le attività legate alla predisposizione del sistema centralizzato di gestione e di verifica delle istanze di ammissione alla compensazione, richiedono tempi tecnici di realizzazione tali da esigere il differimento dell'avvio del regime di compensazione medesimo.

Ritenuto opportuno:

- dare attuazione operativa al sistema di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici in condizioni di disagio economico prevedendo, in coerenza con le disposizioni del decreto-legge n. 185/08, una compensazione della spesa differenziata per zone climatiche, nonché parametrata al numero dei componenti della famiglia, in modo tale da determinare una riduzione della spesa al netto delle imposte dell'utente tipo di circa il 15 per cento;
- prevedere l'autocertificazione delle informazioni rilevanti ai fini dell'ottenimento della compensazione e predisporre successive procedure di verifica delle informazioni medesime da parte delle imprese distributrici di elettricità e gas naturale e da parte dei venditori di gas per quanto di competenza;
- disporre l'avvio del regime di compensazione a partire dall'1 novembre 2009;
- prevedere un periodo adeguato perché gli aventi diritto, possano presentare istanza anche per il riconoscimento retroattivo della compensazione a tutto l'anno 2009;
- che, in sede di primo avvio del sistema, anche al fine di favorire la diluizione temporale del flusso di istanze di prima ammissione, le compensazioni di cui al decreto-legge n. 185/08, per i clienti che ne faranno richiesta entro il 30 aprile 2010, siano riconosciute a valere dall'1 gennaio 2009;
- distinguere tra clienti domestici diretti e clienti domestici indiretti;
- prevedere che, nel caso di clienti domestici diretti, il soggetto competente ad erogare la compensazione, sia l'impresa distributrice;
- individuare con successivo provvedimento il soggetto deputato ad erogare la compensazione ai clienti domestici indiretti;
- che, in coerenza con le disposizioni dell'articolo 3, comma 9, del decreto-legge n. 185/08, la gestione dell'ammissione alla compensazione e lo scambio tra i Comuni, le imprese distributrici ed il soggetto erogatore di cui al precedente alinea delle informazioni necessarie alla verifica del rispetto delle condizioni di ammissione avvengano tramite il sistema informatico già utilizzato per la

gestione delle compensazioni della spesa per la fornitura di energia elettrica di cui all'articolo 8 dell'allegato A della deliberazione ARG/elt 117/08;

- prevedere che gli oneri relativi alle attività di adeguamento del sistema informatico di cui all'articolo 8 dell'allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, finalizzate a rendere il sistema medesimo utilizzabile per la gestione delle compensazioni della spesa per il gas naturale, siano posti a carico della componente *Gs*, di cui al comma 35.3, lettera d) dell'RTDG;
- prevedere che gli oneri eccedenti le risorse stanziate con decreto-legge n. 185/08 vengano coperti attraverso la componente *Gs*, applicata a tutte le utenze di gas naturale diverse dai quelle corrispondenti ai clienti domestici diretti, ivi comprese le forniture per gli impianti condominiali;
- prevedere che la modulistica per la presentazione delle istanze ai Comuni sia predisposta in tempo utile per poter riconoscere la compensazione in corrispondenza del periodo invernale 2009-2010;
- prevedere che il sistema di trasferimento delle informazioni dai Comuni ai soggetti erogatori delle compensazioni sia operativo dal 1 novembre 2009 e che, conseguentemente, ed in analogia con le agevolazioni previste per la fornitura di energia elettrica, le prime compensazioni possano essere erogate a decorrere dal 1 gennaio 2009;
- coerentemente con le modalità previste per l'esazione della componente *As* di cui al comma 45.2, lettera s), del TIT, che le imprese distributrici possano trattenere il gettito derivante dall'applicazione della componente *Gs*, nei limiti delle compensazioni erogate, al fine di minimizzare le esigenze di trasferimenti finanziari tra le medesime imprese distributrici e la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- disporre che i costi sostenuti dalle imprese distributrici per effetto delle disposizioni contenute nel presente provvedimento, siano riconosciuti nell'ambito degli ordinari meccanismi di aggiornamento dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione;
- aggiornare annualmente l'ammontare della compensazione contestualmente all'aggiornamento delle condizioni economiche per la fornitura del gas naturale per i clienti in regime di tutela riferite al primo trimestre di ciascun anno;
- rimandare ad un successivo provvedimento dell'Autorità:
  a) la pubblicazione della modulistica che i clienti domestici devono utilizzare per presentare al Comune di residenza l'istanza di ammissione alla compensazione;
  b) l'eventuale definizione delle procedure attraverso le quali accertare l'uso domestico del gas naturale in corrispondenza di un locale per il quale è richiesta una compensazione anche attraverso la verifica delle caratteristiche della fornitura elettrica attiva presso gli stessi locali;
  c) la definizione delle procedure di verifica dei prelievi di gas naturale in corrispondenza di punti di riconsegna che beneficiano della compensazione al fine di evidenziare situazioni anomale con riferimento all'entità o alla periodicità dei prelievi

DELIBERA

Articolo 1
Regime di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati definito ai sensi del decreto-legge n. 185/08

1.1 Sono approvate le «Modalità applicative del regime di compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale dai clienti domestici economicamente svantaggiati », allegate alla presente deliberazione di cui formano parte integrante e sostanziale (*Allegato A*).

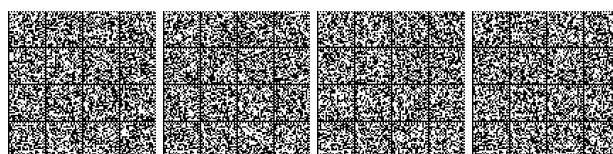
Articolo 2
Modificazioni della RTDG

2.1 Al comma 1.1 della RTDG sono aggiunte le seguenti definizioni:
"• **decreto-legge n. 185/08** è il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito in legge, con modificazioni, dall'articolo 1 della legge 28 gennaio 2009, n. 2;
• **TIVG** è il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, approvato con deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09;"

2.2 All'articolo 35 della RTDG, dopo il comma 35.3 è aggiunto il seguente comma 35.4:
"35.4 La componente G_S, di cui al comma 35.3, lettera d), è posta pari a zero per i punti di riconsegna nella titolarità di clienti domestici, come individuati ai sensi del comma 2.3, lettera a), del TIVG.".

2.3 Al comma 92.1 della RTDG, sono eliminate le parole "Gs,":

2.4 Dopo il comma 92.1 sono aggiunti i seguenti commi:
"92.2 Entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre le imprese distributrici versano alla Cassa, se positiva, la differenza tra:
a) il gettito derivante dall'applicazione della componente *Gs* di cui al comma di cui al comma 35.3, lettera d), in relazione al servizio di distribuzione erogato nel bimestre medesimo;
b) le compensazioni complessivamente riconosciute nel medesimo bimestre ai sensi della deliberazione ARG/gas 88/09.
92.3 Qualora la differenza di cui al comma 92.2 risulti negativa, la Cassa, entro 90 (novanta) giorni dal termine del bimestre, liquida tale importo a favore dell'impresa distributrice."

2.5 Il comma 97.1 della RTDG è sostituito con il seguente:
"97.1 Il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio è utilizzato per la copertura degli oneri connessi al regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati, introdotto ai sensi del decreto-legge n. 185/08."

Articolo 3

Disposizioni transitorie in materia di ammissione ed erogazione della compensazione ai clienti domestici diretti

3.1 A parziale deroga a quanto disposto dall'articolo 6 dell'Allegato A, ai clienti domestici diretti, come definiti al comma 1.1 dell'Allegato A medesimo, in possesso di attestazione ISEE in corso di validità, che presentano la richiesta di accesso alla compensazione ai sensi del comma 3.1 del medesimo Allegato A entro il 30 aprile 2010, in caso di ammissione alla compensazione, la medesima viene riconosciuta:

a) per un periodo di dodici mesi, determinato ai sensi dell'articolo 6 dell'Allegato A;
b) retroattivamente, a partire dalla data di decorrenza del periodo di cui alla precedente lettera a), fino all'1 gennaio 2009, ovvero fino alla data di attivazione della fornitura di gas naturale, se successiva all'1 gennaio 2009.

3.2 Ai clienti domestici diretti, come definiti al comma 1.1 dell'Allegato A in possesso di attestazione ISEE non in corso di validità, che presentano la richiesta di accesso alla compensazione ai sensi del comma 3.1 dell'Allegato A entro il 30 aprile 2010, in caso di ammissione alla compensazione, la medesima viene riconosciuta:

a) retroattivamente a far data dal 31 dicembre 2009, fino all'1 gennaio 2009, ovvero fino alla data di attivazione della fornitura, se successiva all'1 gennaio 2009, qualora i clienti finali siano in possesso di attestazione ISEE rilasciata nel corso dell'anno 2008;
b) retroattivamente, a partire dalla data di termine della validità dell'attestazione ISEE, fino all'1 gennaio 2009, ovvero fino alla data di attivazione della fornitura, se successiva all'1 gennaio 2009, qualora i clienti finali siano in possesso di attestazione ISEE rilasciata nel corso dell'anno 2009.

3.3 Gli importi riconosciuti ai sensi del precedente comma 3.1, lettera b) e comma 3.2 sono erogati dall'impresa distributrice con la cadenza prevista per la fatturazione del servizio di distribuzione, salvo quanto disposto dal successivo comma 3.7.

3.4 Ai fini del riconoscimento degli importi di cui al comma 3.1, lettera b) ovvero comma 3.2, la formula di cui al comma 15.1 dell'Allegato A, è sostituita dalla seguente:

$$\frac{ARR_{TOT} + CCG_{u,i,z}}{365} * gg$$

dove:

- ARR_{TOT} è l'importo totale riconosciuto ai sensi del comma 3.1, lettera b) ovvero comma 3.2;
- $CCG_{u,i,z}$ è la componente tariffaria compensativa, espressa in euro per punto di riconsegna per anno, di cui alla Tabella 4 dell'Allegato A, differenziata in relazione alla categoria d'uso *u*, alla numerosità familiare *i* e alla zona climatica *z*; tale componente è pari a 0 (zero) nei casi di cui comma 3.2;
- *gg* sono i giorni, compresi nel periodo di vigenza della compensazione, considerati nel documento di fatturazione ai fini degli addebiti tariffari in quota fissa.

3.5 In caso di cessazioni della fornitura, volture, subentri o modifiche contrattuali *mortis causa* che intervengano nel periodo di vigenza del diritto alla compensazione, l'impresa distributrice accredita, in occasione dell'ultima fatturazione utile, la quota residua dell'importo ARR_{TOT} di cui al comma 3.4 eventualmente non ancora erogata.

3.6 Gli importi riconosciuti ai sensi del precedente comma 3.1, lettera b) ovvero comma 3.2 ed erogati dall'impresa distributrice sono trasferiti dal venditore al cliente domestico titolare del punto di riconsegna interessato dalla compensazione ai sensi dell'articolo 7 dell'Allegato A.

3.7 Nei casi di cui ai commi 3.1 e 3.2, ai clienti domestici diretti che, all'atto della richiesta di ammissione, risultano non disporre di una fornitura di gas naturale attiva, in luogo di quanto previsto al comma 3.4, l'impresa distributrice provvede ad erogare la compensazione spettante, determinata in funzione del periodo di vigenza del diritto, in soluzione unica mediante assegno recapitato all'indirizzo del richiedente.

3.8 Ai fini di quanto previsto dai commi 3.1 e 3.2, la data di presentazione della richiesta di accesso alla compensazione è comprovata dalla data riportata sull'attestazione di presentazione dell'istanza rilasciata mediante il sistema informatico di cui all'articolo 11 dell'Allegato A o, in alternativa, dalla data di protocollo attribuita dal Comune di residenza.

Articolo 4

Disposizioni transitorie in materia di ammissione ed erogazione della compensazione ai clienti domestici indiretti

4.1 A parziale deroga a quanto disposto dall'articolo 9 dell'Allegato A, ai clienti domestici indiretti, come definiti al comma 1.1 dell'Allegato A medesimo, in possesso di attestazione ISEE in corso di validità, che presentano la richiesta di accesso alla compensazione ai sensi del comma 3.1 del medesimo Allegato A entro il 30 aprile 2010, in caso di ammissione alla compensazione, la medesima viene riconosciuta:

a) per un periodo di dodici mesi, determinato ai sensi dell'articolo 9 dell'Allegato A;
b) retroattivamente, a partire dalla data di decorrenza di cui alla precedente lettera a), fino all'1 gennaio 2009, ovvero fino alla data di connessione all'impianto condominiale, se successiva all'1 gennaio 2009.

4.2 Ai clienti domestici indiretti, come definiti al comma 1.1 dell'Allegato A, in possesso di attestazione ISEE non in corso di validità, che presentano la richiesta di accesso alla compensazione ai sensi del comma 3.1 dell'Allegato A entro il 30 aprile 2010, in caso di ammissione alla compensazione, la medesima viene riconosciuta:

a) retroattivamente a far data dal 31 dicembre 2009, fino all'1 gennaio 2009, ovvero fino alla data di connessione all'impianto condominiale, se successiva all'1 gennaio 2009, qualora i clienti finali siano in possesso di attestazione ISEE rilasciata nel corso dell'anno 2008;
b) retroattivamente, a partire dalla data di termine della validità dell'attestazione ISEE, fino all'1 gennaio 2009, ovvero fino alla data di connessione all'impianto condominiale, se successiva all'1 gennaio 2009, qualora i clienti

finali siano in possesso di attestazione ISEE rilasciata nel corso dell'anno 2009.

4.3 Gli importi riconosciuti ai sensi del precedente comma 4.1, lettera b) e comma 4.2 sono erogati *una tantum* dal soggetto erogatore di cui all'Articolo 1 dell'Allegato A ai clienti domestici indiretti.

4.4 Ai fini di quanto previsto dai commi 4.1 e 4.2, la data di presentazione della richiesta di accesso alla compensazione è comprovata dalla data riportata sull'attestazione di presentazione dell'istanza rilasciata mediante il sistema informatico di cui all'articolo 11 dell'Allegato A o, in alternativa, dalla data di protocollo attribuita dal Comune di residenza.

4.5 Ai fini del riconoscimento degli importi di cui al comma 4.1, lettera b), ovvero comma 4.2, il Comune verifica a partire da quale data il richiedente la compensazione è residente nell'indirizzo presso il quale è ubicato l'impianto condominiale in relazione al quale è richiesta la compensazione medesima.

Articolo 5
Individuazione del soggetto erogatore della compensazione per i clienti domestici indiretti

5.1 Il Direttore generale dell'Autorità, d'intesa con il Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità, effettuano una ricerca per individuare una società o un ente idoneo a svolgere il compito di soggetto erogatore della compensazione ai clienti domestici indiretti di cui all'Articolo 1 dell'Allegato A. Gli esiti della ricerca sono sottoposti all'Autorità, per le decisioni di competenza, entro il 31 luglio 2009.

5.2 Il soggetto erogatore di cui all'Articolo 1 dell'Allegato A, individuato in esito alla ricerca effettuata ai sensi del precedente comma 5.1, dovrà presentare caratteristiche adeguate alle finalità, in particolare in relazione: alla affidabilità economica e finanziaria, alla capillarità dei punti di contatto con la clientela diffusa e alla capacità di gestire un sistema di comunicazione con i clienti interessati all'erogazione della compensazione.

5.3 Gli oneri derivanti dalle attività svolte dal soggetto erogatore di cui all'Articolo 1 dell'Allegato A e funzionali all'erogazione delle compensazioni ai clienti indiretti sono posti a carico del Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio di cui all'articolo 97 del RTDG.

Articolo 6
Copertura dei costi sostenuti dalle imprese distributrici

6.1 I costi sostenuti dalle imprese distributrici necessari all'adempimento delle disposizioni del presente provvedimento, sono riconoscibili nell'ambito dei meccanismi di aggiornamento dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione, in corso di periodo regolatorio, previsti dal Titolo 6 del RTDG.

6.2 A tal fine, le imprese distributrici sono tenute a tenere separata evidenza contabile degli investimenti e degli altri costi connessi agli adempimenti previsti dal presente provvedimento.

Articolo 7

Copertura dei costi per l'adeguamento del sistema informatico di cui all'Articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08

7.1 E' dato mandato al Direttore generale dell'Autorità affinché provveda ad avviare le azioni necessarie ad integrare la Convenzione Autorità-Anci in relazione alle esigenze di adeguamento del sistema informatico di cui all'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 alle prescrizioni di cui al presente provvedimento.

7.2 Gli oneri relativi all'adeguamento di cui al precedente comma 7.1 sono posti a carico del Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio di cui all'articolo 97 del RTDG, previa autorizzazione dell'Autorità.

Articolo 8

Disposizioni finali

8.1 Il meccanismo di compensazione della spesa di cui al comma 2.1 dell'Allegato A diviene operativo a partire dall'1 novembre 2009.

8.2 La modulistica per la richiesta di ammissione al regime di compensazione della spesa di cui al comma 2.1 dell'Allegato A è pubblicata dall'Autorità con successivo provvedimento, entro il 30 settembre 2009.

8.3 Le eventuali procedure attraverso le quali il sistema informatico di cui all'articolo 11 dell'Allegato A consente, anche attraverso lo scambio di informazioni con le imprese distributrici di energia elettrica, le verifiche di cui al comma 11.5 del medesimo Allegato A, saranno definite con successiva determinazione del Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità.

8.4 Le procedure per le verifiche di cui al comma 13.3 dell'Allegato A sono attivate dalle imprese distributrici di gas naturale sulla base di direttive predisposte con successiva determinazione del Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità.

8.5 Il presente provvedimento è trasmesso al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'economia e delle finanze, all'Associazione Nazionale dei Comuni Italiani e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

8.6 Il presente provvedimento, comprensivo dell'Allegato A che ne costituisce parte integrante e sostanziale, è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), che entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

8.7 Il testo del RTDG è pubblicato sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), nella versione risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 6 luglio 2009

Il presidente: Ortis

ALLEGATO *A*

MODALITA' APPLICATIVE DEL REGIME DI COMPENSAZIONE DELLA SPESA SOSTENUTA PER LA FORNITURA DI GAS NATURALE DAI CLIENTI DOMESTICI ECONOMICAMENTE SVANTAGGIATI

INDICE

PARTE I

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:

- **Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- **bonus elettrico** è la compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute, di cui al decreto 28 dicembre 2007;
- **Cassa** è la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico;
- **categoria d'uso** è la tipologia di utilizzo del gas naturale effettuata in un punto di riconsegna riconducibile alla classificazione contenuta nella Tabella 2;
- **cliente domestico** è un cliente domestico diretto o indiretto;
- **cliente domestico diretto** è un cliente finale titolare di un contratto di fornitura di gas naturale in un punto di riconsegna della tipologia di cui al comma 2.3, lettera a) del TIVG;
- **cliente domestico indiretto** è una persona fisica che rispetta entrambi i seguenti requisiti:
    a. secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 9, del decreto legge n. 185/08, utilizza un impianto condominiale alimentato a gas naturale asservito a un punto di riconsegna della tipologia di cui al comma 2.3, lettera b), del TIVG;
    b. non è titolare di un contratto di fornitura di gas naturale in un punto di riconsegna della tipologia di cui al comma 2.3, lettera a), del TIVG.
- **contratto di fornitura** è il contratto stipulato dal cliente finale con un venditore di gas;
- **disagio economico** è la condizione in cui versa il cliente domestico, individuata ai sensi dell' articolo 3, commi 9 e 9-bis, del decreto-legge n. 185/08;
- **distribuzione del gas naturale** è il servizio di cui all'articolo 4, comma 4.16, della deliberazione n. 11/07, ivi compresa la commercializzazione del servizio di distribuzione;
- **famiglia numerosa** è il nucleo familiare di cui all'articolo 3, comma 9-bis, del decreto-legge n. 185/08;
- **impianto condominiale:** è un punto di riconsegna riconducibile alla tipologia di cui di cui al comma 2.3, lettera b) del TIVG, alimentato a gas naturale;

- **impresa distributrice** è il soggetto che esercita il servizio di distribuzione e di misura del gas naturale;
- **ISEE** è l'indicatore di situazione economica equivalente, di cui al decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 109;
- **nucleo familiare** è il nucleo familiare rilevante ai fini del calcolo dell'ISEE;
- **numerosità nucleo familiare** è il numero di componenti il nucleo familiare rilevante ai fini del calcolo dell'ISEE;
- **numerosità familiare** è il numero di componenti la famiglia anagrafica intesa come insieme di persone legate da vincoli di matrimonio, parentela, affinità, adozione, tutela o da vincoli affettivi, coabitanti ed aventi la medesima residenza;
- **PDR** è il codice identificativo del punto di riconsegna definito ai sensi dell'articolo 5 della deliberazione n. 138/04;
- **POD** è il codice alfanumerico, unico nazionale, identificativo del punto di prelievo dell'energia elettrica, definito ai sensi della deliberazione n. 168/03;
- **soggetto erogatore** è il soggetto deputato ad erogare la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici indiretti;
- **vendita del gas naturale** è l'attività di cui all'articolo 4, comma 4.19, della deliberazione n. 11/07;
- **venditore** è l'esercente l'attività di vendita di gas naturale ai clienti finali, mediante contratti di fornitura;
- **zone climatiche** sono quelle definite dall'articolo 2 del D.p.R. 26 agosto 1993, n. 412 e s.m.i.
- **decreto 28 dicembre 2007** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con i Ministri dell'Economia e delle Finanze, delle Politiche per la Famiglia e della Solidarietà sociale del 28 dicembre 2007, recante Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 41 del 18 febbraio 2008;
- **decreto-legge n. 185/08:** è il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185 recante "Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale", convertito con modificazioni in legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- **deliberazione ARG/elt 117/08:** è la deliberazione 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, ed il relativo allegato A, come successivamente modificati e integrati;
- **RTDG:** è la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009 – 2012 (TUDG), relativa alla Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, approvata con deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;

- **TIVG:** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09.

Articolo 2
Compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale

2.1 Ai sensi dell'articolo 3, comma 9, del decreto decreto-legge n. 185/08, è istituito il sistema di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale.

2.2 La compensazione della spesa di cui al comma 2.1 è riconosciuta, con le modalità disciplinate dal presente provvedimento, ai clienti domestici che risultino in condizioni di disagio economico, con riferimento all'abitazione di residenza.

2.3 I clienti domestici in condizioni di disagio economico di cui al comma 2.2 sono individuati ai sensi dell'articolo 3, comma 9 e 9-bis, del decreto-legge 185/08.

Articolo 3
Modalità di richiesta della compensazione

3.1 Ai fini dell'accesso alla compensazione di cui al comma 2.1, il cliente domestico presenta, ai sensi dell'articolo 3, comma 9 del decreto-legge n. 185/08, apposita richiesta presso il proprio Comune di residenza, secondo le modalità stabilite per l'applicazione del bonus elettrico, fornendo le informazioni e le certificazioni di cui Tabella 1 allegata al presente provvedimento, utilizzando l'apposita modulistica di cui al successivo Articolo 22.

3.2 In alternativa a quanto disposto dal precedente comma 3.1, la richiesta di accesso alla compensazione di cui al comma 2.1 può essere avanzata da un organismo istituzionale appositamente individuato.

Articolo 4
Condizioni per l'ammissione alla compensazione

4.1 La compensazione di cui al comma 2.1, nel caso di clienti domestici diretti, è riconosciuta al punto di riconsegna corrispondente al PDR indicato dal soggetto richiedente ai sensi del precedente Articolo 3, nel rispetto delle seguenti condizioni:
   a) il nucleo familiare la cui certificazione ISEE risulti conforme ai criteri di ammissibilità, di cui all'articolo 3, comma 9 e 9-bis, del decreto-legge n. 185/08, ha diritto alla compensazione con riferimento ad un solo punto di riconsegna della tipologia di cui al comma 2.3, lettera a) del TIVG;
   b) deve essere garantita la coincidenza:
      i) della residenza anagrafica del cliente domestico con la localizzazione del punto di riconsegna, per il quale è richiesta la compensazione;

ii) del nominativo e del codice fiscale del cliente domestico con le omologhe indicazioni del contratto di fornitura corrispondente al punto di riconsegna per il quale è richiesta la compensazione;

c) la fornitura deve essere destinata alle categorie d'uso identificate con i codici 001, 002, 003, 006, 007, 008 o 009 di cui alla Tabella 2 allegata al presente provvedimento;

d) il punto di riconsegna deve appartenere alla tipologia di cui al comma 2.3, lettera a) del TIVG;

e) il misuratore installato nel punto di riconsegna per il quale è richiesta la compensazione deve essere di classe non superiore a G6;

f) con riferimento a ciascuna certificazione ISEE ed ai codici fiscali relativamente ai quali la medesima certificazione è stata rilasciata, è attiva un'unica compensazione.

4.2 La compensazione di cui al comma 2.1, nel caso di clienti domestici indiretti è riconosciuta nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) il nucleo familiare la cui certificazione ISEE risulti conforme ai criteri di ammissibilità, di cui all'articolo 3, comma 9 e 9-bis, del decreto-legge n. 185/08, ha diritto alla compensazione con riferimento ad un unico impianto condominiale;

b) l'impianto condominiale è alimentato con gas naturale;

c) la residenza anagrafica del richiedente coincide con la localizzazione dell'impianto condominiale;

d) la richiesta di agevolazione riguarda locali adibiti ad abitazione a carattere familiare ed è relativa all'abitazione di residenza del richiedente;

e) la fornitura relativa all'impianto condominiale appartiene alle categorie d'uso 006, 010 o 011 della Tabella 2;

f) con riferimento a ciascuna certificazione ISEE ed ai codici fiscali relativamente ai quali la medesima certificazione è stata rilasciata, è attiva un'unica compensazione.

4.3 Nel caso in cui il cliente diretto sia servito anche da un impianto condominiale, ai fini dell'ammissione alla compensazione anche in relazione alla quota parte relativa all'impianto condominiale, oltre a quanto previsto dal comma 4.1, devono essere rispettate anche le condizioni di cui al comma 4.2, lettere a), b), c), d) ed e).

Articolo 5

Erogazione della compensazione ai clienti domestici diretti

5.1 La compensazione di cui al comma 2.1 è riconosciuta mediante l'applicazione di una componente tariffaria compensativa, di valore negativo, espressa in euro per punto di riconsegna per anno, applicata pro-quota giorno con le modalità previste nella Parte II del presente provvedimento.

5.2 La componente tariffaria compensativa di cui al comma 5.1 è applicata dalle imprese distributrici, nel rispetto delle disposizioni del presente provvedimento, ai punti di riconsegna individuati ai sensi degli articoli 2, 3 e 4 del presente provvedimento.

5.3 Nel caso di clienti domestici diretti che utilizzino anche impianti condominiali la componente compensativa di cui al comma 5.1 erogata dall'impresa distributrice è comprensiva anche della quota relativa all'uso dell'impianto condominiale.

5.4 Conformemente a quanto disposto dal comma 5.3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, il Comune trasferisce all'impresa distributrice territorialmente competente tramite il sistema di cui all'Articolo 11, gli elementi informativi necessari per la gestione della compensazione.

5.5 L'impresa distributrice, prima di procedere all'erogazione della componente compensativa, è in ogni caso tenuta a verificare, anche tramite il sistema informatico di cui all'Articolo 11, il rispetto delle condizioni di cui al comma 4.1, lettere b), punto ii), c), d) ed e) e di cui al comma 4.2, lettere b) ed e).

5.6 In relazione alle compensazioni riconosciute, l'impresa distributrice garantisce la separata evidenza contabile e fornisce al venditore evidenza separata delle somme riconosciute con riferimento a ciascun punto di riconsegna beneficiario della compensazione.

5.7 Il venditore è tenuto a trasferire, nei termini di cui al successivo comma 7.2, al cliente domestico titolare del punto di riconsegna interessato dalla compensazione, la componente tariffaria compensativa riconosciuta dall'impresa distributrice. Il venditore tiene separata evidenza contabile delle compensazioni ricevute dalle imprese distributrici e trasferite ai clienti finali.

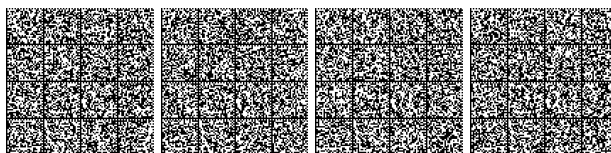
Articolo 6
Decorrenza della compensazione per i clienti domestici diretti

6.1 L'impresa distributrice applica ai clienti domestici diretti la componente tariffaria compensativa di cui al comma 5.1, a decorrere dal primo giorno del secondo mese successivo alla trasmissione delle informazioni di cui al comma 5.4 da parte del Comune titolato a ricevere le domande.

6.2 La compensazione di cui al comma 2.1 è riconosciuta dall'impresa distributrice ai clienti domestici diretti per 12 (dodici) mesi, a decorrere dal mese di prima applicazione di cui al comma 6.1 e salvo richiesta di rinnovo ai sensi del successivo comma 10.1.

Articolo 7
Applicazione della compensazione ai clienti domestici diretti

7.1 Il venditore trasferisce la componente tariffaria compensativa al cliente domestico diretto titolare del punto di riconsegna interessato dalla compensazione, nella prima fattura utile successiva alla data di fatturazione della medesima componente da parte dell'impresa distributrice. Il venditore dà separata evidenza della componente compensativa applicata nella fattura inviata al cliente.

7.2 In relazione a quanto disposto dal comma 7.1, ove ne ricorrano le condizioni, il venditore limita l'ammontare della compensazione erogata al cliente in ciascun

ciclo di fatturazione fino a concorrenza dell'importo complessivo oggetto di fatturazione.

7.3 Gli importi non erogati in un ciclo di fatturazione ai sensi del comma 7.2 sono erogati al cliente finale in occasione delle fatturazioni successive, fermo restando il limite di cui al medesimo comma 7.2 e quanto disposto al comma 7.4.

7.4 Le compensazioni non erogate ai sensi del comma 7.2 sono erogate dal venditore al cliente con l'ultima fatturazione di competenza del periodo di vigenza del diritto di cui al comma 6.2.

7.5 Ai fini di quanto previsto dal comma 7.1 e successivi, l'impresa distributrice:
- a) rende disponibile, in formato elettronico, a ciascun venditore l'elenco, aggiornato almeno mensilmente, dei punti di riconsegna di pertinenza identificati tramite il codice PDR e codice fiscale del cliente domestico a cui i medesimi punti si riferiscono:
  - i) ammessi al regime di compensazione di cui al comma 2.1;
  - ii) la cui domanda al regime di compensazione è stata rigettata;
- b) invia in formato elettronico una comunicazione che:
  - i) attesta il riconoscimento della compensazione allo specifico punto di riconsegna con riferimento ad uno specifico codice fiscale;
  - ii) riporta l'entità e la tipologia della compensazione, secondo la classificazione riportata nella Tabella 3 allegata al presente provvedimento;
  - iii) indica la data di decorrenza e la data di termine, ove rilevante, del regime di compensazione determinata ai sensi del comma 6.2;
  - iv) indica il mese entro il quale effettuare la domanda di rinnovo della compensazione, ai sensi del comma 10.1.

7.6 La comunicazione di cui al comma 7.5 lettera b) è ripetuta nel caso di modifica delle informazioni di cui alla medesima lettera b).

7.7 In caso di *switching*, regolato ai sensi dell'articolo 14 della deliberazione dell'Autorità n. 138/04, l'impresa distributrice rende disponibili al nuovo venditore le informazioni di cui al comma 7.5 con la medesima cadenza prevista per le comunicazioni effettuate ai sensi del comma 14.10 della medesima deliberazione n. 138/04.

Articolo 8
Erogazione della compensazione ai clienti domestici indiretti

8.1 La compensazione di cui al comma 2.1 è riconosciuta ai clienti domestici indiretti dal soggetto erogatore di cui all'Articolo 1, con le modalità previste nella Parte II del presente provvedimento.

8.2 Coerentemente con quanto disposto dal comma 5.4, il Comune trasmette all'impresa distributrice territorialmente competente e al soggetto erogatore di cui all'Articolo 1, tramite il sistema di cui all'Articolo 11, gli elementi informativi necessari per la gestione della compensazione.

8.3 L'impresa distributrice territorialmente competente verifica, anche tramite il sistema informatico di cui all'Articolo 11, il rispetto delle condizioni di cui al comma 4.2, lettere b) ed e), nonché l'intestatario del contratto relativo all'impianto condominiale.

Articolo 9

Decorrenza della compensazione per i clienti domestici indiretti

9.1 La compensazione di cui al comma 2.1 erogata ai clienti indiretti ha una validità di 12 (dodici) mesi a decorrere dal primo giorno del secondo mese successivo dalla data di trasmissione delle informazioni di cui al comma 8.2.

9.2 La compensazione di cui al comma 2.1 è resa disponibile per l'erogazione ai clienti indiretti entro 3 (tre) mesi dalla data di decorrenza di cui al comma 9.1, ovvero entro 3 (tre) mesi dalla scadenza del diritto precedente, in caso di rinnovo ai sensi del successivo comma 10.2.

9.3 Nel corso dei 12 (dodici) mesi di vigenza del diritto alla compensazione il cliente domestico indiretto, ivi compresi tutti gli altri componenti il nucleo familiare rilevante ai fini ISEE, non ha titolo a beneficiare di una nuova compensazione.

Articolo 10

Modalità e termini per il rinnovo della compensazione

10.1 Nel caso dei clienti domestici diretti, il rinnovo della compensazione di cui al comma 2.1 deve essere effettuato antecedentemente alla fine del mese *n-1*, essendo *n* l'ultimo dei dodici mesi di durata della compensazione secondo quanto disposto dal comma 6.2.

10.2 Nel caso dei clienti domestici indiretti, il rinnovo della compensazione di cui al comma 2.1 deve essere effettuato antecedentemente alla fine del mese *n-1*, essendo *n* l'ultimo mese di vigenza del diritto alla compensazione di cui al comma 9.1.

10.3 La richiesta di rinnovo è effettuata dal cliente domestico con le medesime modalità stabilite dal comma 3.1 e, in caso di esito positivo, dà diritto alla continuità della compensazione per i 12 (dodici) mesi successivi alla scadenza del precedente diritto.

10.4 Le richieste di rinnovo presentate successivamente al termine di cui ai commi 10.1 e 10.2, sono trattate quali nuove richieste di ammissione e la decorrenza della compensazione è quella prevista dai commi 6.2 e 9.1.

10.5 Il passaggio del cliente domestico da diretto a indiretto comporta la cessazione della compensazione in corso di validità e consente la richiesta di una nuova compensazione.

Articolo 11

Sistema informatico per l'ammissione alla compensazione

11.1 In coerenza con le disposizioni dell'articolo 3, comma 9, del decreto legge n. 185/08, la gestione dell'ammissione alla compensazione della spesa avviene attraverso il sistema informatico per la gestione dell'ammissione alla compensazione di cui all'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08.

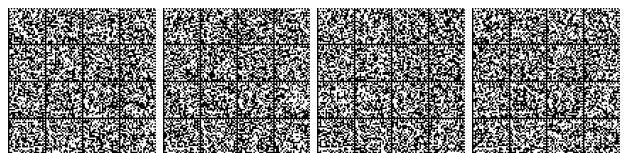
11.2 Il sistema informatico di cui al comma 11.1 consente ai Comuni lo scambio delle informazioni necessarie alla verifica del rispetto delle condizioni di cui ai commi 4.1 e 4.2 con le imprese distributrici e il soggetto erogatore di cui all'Articolo 1. Tali informazioni includono almeno, con riferimento a ciascun cliente domestico richiedente la compensazione:

a) codice fiscale e residenza del cliente domestico;
b) codice fiscale degli altri componenti il nucleo familiare rilevante ai fini ISEE;
c) codice identificativo dell'attestazione ISEE;
d) valore ISEE;
e) periodo di validità dell'attestazione ISEE;
f) numerosità familiare ed eventuale condizione di famiglia numerosa;
g) categoria d'uso di cui alla Tabella 2 allegata al presente provvedimento;
h) uso abitativo dei locali;
i) PDR per il quale si richiede la compensazione;
j) la zona climatica di appartenenza;
k) impresa distributrice di gas naturale operante nel Comune di residenza del cliente domestico sulla base della concessione rilasciata dal Comune medesimo.

11.3 In relazione alle informazioni rese disponibili dal sistema informatico, l'impresa distributrice tratta come già verificate quelle inserite dai Comuni relative a:

a) valore ISEE;
b) periodo di validità dell'attestazione ISEE;
c) numerosità familiare ed eventuale condizione di famiglia numerosa;
d) residenza del cliente domestico richiedente la compensazione;
e) coincidenza del nominativo e del codice fiscale del cliente domestico richiedente la compensazione con un componente del nucleo familiare cui si riferisce l'attestazione ISEE;

11.4 Il sistema informatico di cui al comma 11.1 utilizza la codifica riportata nella Tabella 3 per la classificazione della tipologia di compensazione da erogare ai clienti domestici.

11.5 Il sistema informatico di cui al comma 11.1, anche attraverso lo scambio di informazioni con le imprese distributrici di energia elettrica, può consentire la verifica delle caratteristiche della fornitura di energia elettrica attiva presso l'abitazione di residenza in relazione alla quale si richiede una compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale.

Articolo 12

Variazioni delle condizioni rilevanti per l'ammissione alla compensazione

12.1 Per i clienti domestici diretti, nel caso di cessazione della fornitura, volture, subentri o modifiche contrattuali *mortis causa* la compensazione cessa contestualmente alla variazione contrattuale.

12.2 Per i clienti domestici diretti, la compensazione cessa contestualmente alla modifica contrattuale che comporti il superamento dei limiti relativi alla classe del misuratore installato di cui di cui al comma 4.1, lettera e).

12.3 Nel caso di cambio di residenza del cliente domestico diretto avente diritto alla compensazione, la segnalazione della nuova residenza è effettuata tramite il Comune di nuova residenza. La compensazione in corrispondenza del punto di riconsegna di nuova residenza decorre dalla data della nuova residenza in corrispondenza del nuovo punto di riconsegna indicato dal cliente beneficiario della compensazione ovvero, se successiva, dalla data di cessazione dell'agevolazione nel precedente punto di riconsegna e, ove previsto, mantiene il medesimo termine di scadenza. I Comuni e le imprese distributrici o, in mancanza di accordo, le imprese distributrici tra di loro si accordano per lo scambio delle informazioni utili alla sincronica cessazione/attivazione della compensazione.

12.4 Nel caso dei clienti domestici indiretti, le variazioni di cui ai precedenti commi 12.1, 12.2 e 12.3 hanno effetto al momento del rinnovo della compensazione.

12.5 Nel caso di modifica della numerosità familiare, della categoria d'uso e della zona climatica, la variazione dell'ammontare della compensazione ha effetto dal rinnovo della compensazione medesima.

Articolo 13

Controlli

13.1 Le imprese distributrici e i venditori sono tenuti, per i profili di propria competenza, alla verifica della veridicità delle informazioni fornite dal cliente domestico beneficiario della compensazione.

13.2 Nel caso il venditore non riscontrasse la coincidenza delle informazioni trasmesse dalle imprese distributrici ai sensi del comma 7.5, lettera b), punto i), con le corrispondenti informazioni del contratto di fornitura:

a) non procede al trasferimento di cui al comma 7.1;
b) dà immediata informativa all'impresa distributrice che dispone le procedure per il recupero della compensazione fatturata;
c) comunica al cliente domestico, nella prima fatturazione utile o tramite altro mezzo di comunicazione idoneo, la non ammissione al regime di compensazione invitando il cliente medesimo a rivolgersi al proprio Comune per ulteriori informazioni.

13.3 Ciascuna impresa distributrice attiva procedure per la verifica sistematica dei prelievi di gas naturale effettuati in corrispondenza dei punti di riconsegna che

beneficiano di compensazioni di cui al comma 2.1, al fine di individuare situazioni anomale con riferimento all'entità dei consumi ovvero alla loro periodicità.

13.4 Le eventuali anomalie rilevate ai sensi del precedente comma 13.3, sono segnalate, con cadenza almeno semestrale, ai Comuni competenti e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

13.5 La non veridicità delle informazioni fornite dal cliente domestico titolare del punto di riconsegna beneficiario della compensazione comporta la ripetizione alla Cassa da parte del cliente finale domestico delle somme eventualmente indebitamente percepite, incrementate di un tasso di interesse pari all'*euribor* a 1 mese, maggiorato di 10 punti base.

13.6 In caso di mancata ripetizione di quanto previsto al comma 13.5, la Cassa può richiedere l'attivazione delle procedure previste dalla deliberazione n. 138/04 per i casi di morosità dei clienti finali disalimentabili e procedere al recupero coatto delle somme dovute, con le garanzie a tutela del cliente finale previste dalla deliberazione n. 229/01.

PARTE II

COMPONENTE TARIFFARIA COMPENSATIVA

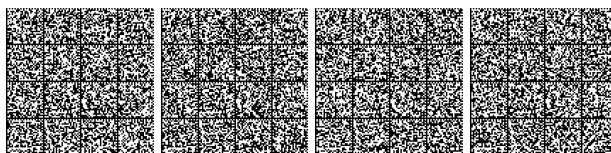
Articolo 14
Compensazione

14.1 L'ammontare della compensazione di cui al comma 2.1 erogato ai sensi degli articoli 5 e 8, è fissato dall'Autorità in coerenza con i criteri di cui all'articolo 3, comma 9, del decreto-legge n. 185/08.

14.2 L'ammontare della compensazione determinato ai sensi del comma 14.1 è riportato nella Tabella 4 allegata al presente provvedimento ed è differenziato rispetto alla categoria d'uso associata alla fornitura, alla zona climatica di appartenenza del punto di riconsegna e al numero dei componenti della famiglia anagrafica, secondo il seguente prospetto:

a) categoria d'uso:
   - i) uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria;
   - ii) uso riscaldamento ;
   - iii) uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento;

b) numerosità familiare:
   - i) fino a 4 (quattro) componenti;
   - ii) oltre 4 (quattro) componenti;

c) zone climatiche.:
   - i) zona A/B;
   - ii) zona C;
   - iii) zona D;

iv) zona E;
v) zona F.

Articolo 15
Modalità di erogazione della compensazione ai clienti domestici diretti

15.1 L'ammontare della compensazione di cui al comma 14.2, per i clienti domestici diretti, è riconosciuto con la cadenza prevista per la fatturazione del servizio di distribuzione applicando una componente tariffaria, arrotondata con criterio commerciale alla secondo cifra decimale, calcolata secondo la seguente formula:

$$\frac{CCG_{u,i,z}}{365} * gg$$

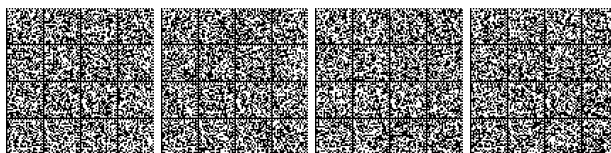
dove:
- $CCG_{u,i,z}$ è la componente tariffaria compensativa, espressa in euro per punto di riconsegna per anno, di cui alla Tabella 4 allegata al presente provvedimento, differenziata in relazione alla categoria d'uso *u*, alla numerosità familiare *i* e alla zona climatica *z*;
- *gg* sono i giorni, compresi nel periodo di vigenza della compensazione, considerati nel documento di fatturazione ai fini degli addebiti tariffari in quota fissa.

Articolo 16
Modalità di erogazione della compensazione ai clienti domestici indiretti

16.1 L'ammontare della compensazione di cui al comma 14.2, per i clienti domestici indiretti, è riconosciuto attraverso l'erogazione di un contributo *una tantum* differenziato secondo le modalità di cui al medesimo comma 14.2.

Articolo 17
Aggiornamento della compensazione

17.1 Nel periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012, l'Autorità aggiorna gli ammontari di compensazione di cui al comma 14.2 contestualmente all'aggiornamento delle condizioni economiche per la fornitura del gas naturale per i clienti in regime di tutela riferite al primo trimestre di ciascun anno.

17.2 L'aggiornamento di cui al comma 17.1 a valere per l'anno *n*, è effettuato applicando ai valori in vigore nell'anno *n-1* la variazione percentuale delle spesa media del cliente domestico tipo, con consumo pari a 1.400 metri cubi standard per anno, servito in regime di tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata nei quattro trimestri antecedenti l'aggiornamento e fermo restando quanto disposto dall'articolo 3, comma 9, del decreto legge 185/08.

PARTE III

OBBLIGHI INFORMATIVI

Articolo 18

Obblighi per i venditori

18.1 Ciascuna venditore provvede a dare la più ampia pubblicità alla disposizioni del presente provvedimento, anche tramite il proprio sito internet. A tal fine fa riferimento allo schema di informativa pubblicato sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

18.2 Ciascun venditore, per ciascun punto di riconsegna ammesso al regime di compensazione della spesa provvede ad inserire, in ciascun documento di fatturazione nel quale venga riconosciuta la compensazione di cui al comma 2.1, la seguente dicitura:

> "La sua fornitura è ammessa alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale (cosiddetto bonus sociale gas) ai sensi del decreto-legge n. 185/08. La richiesta di rinnovo deve essere effettuata entro *mese/anno*";

18.3 Nella prima fatturazione utile o tramite altro mezzo di comunicazione idoneo, il venditore comunica ai clienti domestici diretti, titolari dei punti di riconsegna inclusi nell'elenco ricevuto dall'impresa distributrice di cui comma 7.5, lettera a), punto ii), la non ammissione al regime di compensazione e la relativa motivazione, invitando i medesimi clienti a rivolgersi al proprio Comune per ulteriori informazioni.

Articolo 19

Obblighi per le imprese distributrici

19.1 Ciascuna impresa distributrice provvede a dare la più ampia pubblicità alla disposizioni del presente provvedimento, anche tramite il proprio sito internet. A tal fine fa riferimento allo schema di informativa pubblicato sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

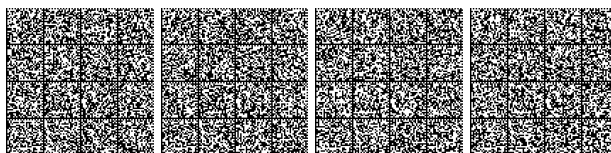
Articolo 20

Obblighi per il soggetto erogatore di cui all'Articolo 1

20.1 Il soggetto erogatore di cui all'Articolo 1 gestisce, con riferimento ai clienti domestici indiretti, le comunicazioni relative all'ammissione al regime di compensazione, alla non ammissione e alle relative motivazioni e le comunicazioni relative ai termini per i rinnovi.

Articolo 21

Comunicazioni verso l'Autorità

21.1 Entro il 31 marzo di ciascun anno, ciascuna impresa distributrice comunica all'Autorità, secondo le modalità definite dalla Direzione tariffe, l'ammontare delle

compensazioni complessivamente erogate a ciascun venditore nell'anno solare precedente.

21.2 Entro il 31 marzo di ciascun anno, ciascun venditore comunica all'Autorità, secondo le modalità definite dalla Direzione tariffe, l'ammontare delle compensazioni ricevute da ciascuna impresa distributrice, l'ammontare delle compensazioni trasferite ai clienti domestici diretti nell'anno solare precedente ed il programma di trasferimento degli eventuali scostamenti.

21.3 Entro il 31 marzo di ciascun anno, il soggetto erogatore di cui all'Articolo 1 comunica all'Autorità l'ammontare delle compensazioni trasferite ai clienti domestici indiretti nell'anno solare precedente.

21.4 Le informazioni relative all'ammontare delle compensazioni erogate di cui ai commi 21.1, 21.2 e 21.3 dovranno essere dettagliate in relazione alle categorie d'uso, alle zone climatiche e alla numerosità familiare associate ai clienti domestici beneficiari dalla compensazione.

PARTE IV

MODULISTICA

Articolo 22

Schemi di istanza per l'ammissione al regime di compensazione

22.1 La modulistica per la richiesta di ammissione al regime di compensazione della spesa di cui al comma 2.1 dell'Allegato A è pubblicata dall'Autorità con successivo provvedimento.

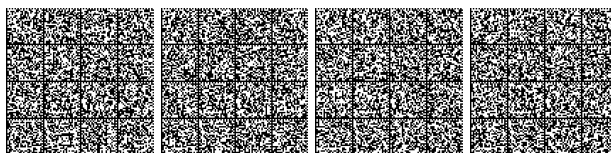



Tabella 1 - Elementi informativi da presentare all'atto della domanda di cui al comma 3.1

Informazione	**Clienti diretti**	**Clienti indiretti**
Data di presentazione della domanda	X	X
Nome e cognome e codice fiscale del richiedente	X	X
Indirizzo di residenza del richiedente	X	X
Recapiti telefonici, fax e di posta elettronica del richiedente	X	X
Indirizzo punto di riconsegna da agevolare	X	X
Codice identificativo del punto di riconsegna (PDR) da agevolare	X	no
Codice identificativo del punto di riconsegna (PDR) dell'impianto condominiale per il quale è richiesta la compensazione	X[1]	X
Nome, cognome e codice fiscale (o partita IVA) dell'intestatario del contratto di fornitura relativo all'impianto condominiale per il quale è richiesta la compensazione	X[1]	X
Attestazione ISEE (numero identificativo dell'attestazione, data di rilascio e di scadenza, valore indicatore)	X	X
Numerosità familiare	X	X
Eventuale condizione di famiglia numerosa	X	X
Autocertificazione dell'uso abitativo dei locali sottesi al punto di riconsegna per il quale si richiede l'agevolazione	X	X
Autocertificazione delle categorie d'uso	X	X
Consenso al trattamento dei dati di consumo ai fini delle verifiche di cui all'Articolo 13	X	X
Codice identificativo del punto di prelievo (POD) relativo alla fornitura di energia elettrica attiva presso l'abitazione di residenza in relazione alla quale si richiede la compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale	X	X
Codice identificativo dell'istanza per bonus elettrico eventualmente percepito	X	X
Tipologia di domanda[2]	X	X

[1] Obbligatorio nel caso in cui il cliente diretto richieda la compensazione anche per un impianto condominale.

[2] Nuova domanda, rinnovo, variazione residenza.

Tabella 2: Categorie di uso di cui al comma 1.1, lettera c) deliberazione n. 157/07

Codice	Descrizione
001	Uso cottura cibi
002	Produzione di acqua calda sanitaria
003	Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria
006	Riscaldamento individuale/centralizzato
007	Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria
008	Riscaldamento individuale + uso cottura cibi
009	Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria
010	Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria
011	Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria

Tabella 3– Classificazione delle tipologie di compensazione di cui ai commi 7.5 e 11.4

Codice tipologia agevolazione	Descrizione
Gujzm	dove: • G indica la compensazione per fornitura di gas naturale • u indica la categoria d'uso, dove u è pari a AC per Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura, R per riscaldamento e ACR per Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento. • j indica la fascia di numerosità famigliare, dove: j=1 per famiglie fino a 4 componenti; j=2 per famiglie oltre 4 componenti • z indica la zona climatica di residenza del beneficiario dove z= A/B, C, D, E, F • m indica la modalità di erogazione, dove m=d diretto in bolletta; m=i indiretto come previsto agli articoli 5 e 8.

Tabella 4 – Ammontare della compensazione per i clienti domestici (€/anno per punto di riconsegna)

Ammontare della compensazione per i clienti domestici (€/anno per punto di riconsegna)		**Zona climatica (z)**				
		A/B	**C**	**D**	**E**	**F**
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	25	25	25	25	25
u=R	Riscaldamento	35	50	75	100	135
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	60	75	100	125	160
Famiglie oltre 4 componenti (j=2)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	40	40	40	40	40
u=R	Riscaldamento	45	70	105	140	190
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	85	110	145	180	230

09A09895

DELIBERAZIONE 9 luglio 2009.

Richiesta di informazioni e documenti ai fini dell'attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 3 del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78/09. (Deliberazione ARG/gas 92/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 9 luglio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legge 1 luglio 2009, n. 78/09 (di seguito: decreto 78/09).

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 20, lettera a), della legge n. 481/95 attribuisce all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) il potere di richiedere a tutti gli esercenti i servizi di pubblica utilità nei settori di competenza informazioni e documenti; e che la lettera c) del medesimo comma prevede che la mancata ottemperanza a tale richiesta costituisce presupposto per l'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria;
- l'articolo 3, comma 1, del decreto 78/09 prevede l'introduzione di misure che vincolano *ciascun soggetto che nell'anno termico 2007-2008 ha immesso nella rete nazionale di trasporto, direttamente o tramite società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, una quota superiore al 40% del gas naturale complessivamente destinato al mercato nazionale ad offrire in vendita al punto di scambio virtuale un volume di gas pari a 5 miliardi di standard metri cubi, modulabile su base mensile tenuto conto dei limiti di flessibilità contrattuale*;
- la società Eni S.p.A. è l'unico soggetto che soddisfa i requisiti di cui all'articolo 3, comma 1 del decreto 78/09, richiamati al precedente punto;
- l'articolo 3, comma 2, del decreto 78/09 disciplina i criteri e le modalità con le quali l'Autorità propone al Ministero dello sviluppo economico *il prezzo da riconoscere a ciascun soggetto cedente il gas naturale nelle procedure di cui al comma 1* del medesimo decreto; e che detti criteri prevedono una definizione del prezzo da riconoscere *con riferimento ai prezzi medi dei mercati europei rilevanti* nonché *un riscontro di congruenza tra il prezzo da riconoscere e la struttura dei costi di approvvigionamento sostenuti dal cedente*.

Considerato inoltre che, al fine di ottemperare alle previsioni del decreto 78/09, in particolare di quelle di cui al comma 2, e di consentire, pertanto, il puntuale svolgimento delle attività di competenza dell'Autorità, risulta indispensabile disporre con estrema urgenza di informazioni complete ed aggiornate relative alla struttura dei costi di approvvigionamento sostenuti dal cedente nonché alle flessibilità contrattuali del medesimo.

Ritenuto necessario procedere, al fine di definire il prezzo di cui l'articolo 3, comma 1 del decreto 78/09, alla richiesta urgente di informazioni e documenti relativi i contratti di approvvigionamento della Società Eni. S.p.A.

DELIBERA

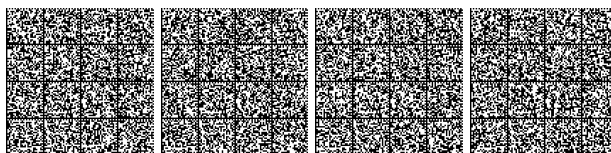
1. di richiedere alla Società Eni S.p.A. le informazioni e i documenti di cui all'*Allegato A* al presente provvedimento;
2. di fissare al 20 luglio 2009 il termine entro cui la predetta documentazione deve essere trasmessa all'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
3. di notificare alla Società Eni S.p.A. il presente provvedimento per quanto di competenza;
4. di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore alla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 9 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Informazioni e documenti da trasmettere in formato elettronico all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

A. Per ciascun contratto di approvvigionamento che preveda la consegna del gas nel periodo giugno 2009 – ottobre 2010:
   1. dati contrattuali:
      a. fornitore – denominazione del contratto;
      b. periodo di consegna (data d'inizio e di fine);
      c. punto di consegna e sistema/sistemi di trasporto utilizzati per il trasporto del gas alla frontiera italiana;
   2. ogni elemento contrattuale - componenti/prezzi/formule/clausole - necessario a determinare il valore assunto dal corrispettivo medio ponderato mensile di approvvigionamento da riconoscere nel periodo giugno 2009 – ottobre 2010 a fronte della consegna del gas al punto di consegna contrattuale, ed in particolare:
      a. componenti di prezzo non indicizzate, con indicazione di eventuali loro variazioni legate a:
         i. superamento di soglie di prelievo annuo/mensile/giornaliero;
         ii. livello di altre variabili quali prodotti petroliferi/indici/altro;
         iii. determinati intervalli temporali;
      b. componenti indicizzate, con indicazione di eventuali loro variazioni legate a:
         i. superamento di soglie di prelievo annuo/mensile/giornaliero;
         ii. livello di altre variabili quali prodotti petroliferi/indici/altro;
         iii. determinati intervalli temporali;
      c. formule di aggiornamento delle componenti indicizzate di acquisto riferite al punto di consegna contrattuale, con indicazione di:
         i. quotazioni/indici/tasso di cambio di riferimento e relativi pesi
         ii. frequenza di aggiornamento
         iii. eventuali variazioni legate a:
            - superamento di soglie di prelievo annuo/mensile/giornaliero;
            - livello di altre variabili quali prodotti petroliferi/indici/altro;
            - determinati intervalli temporali;
      d. altre variabili economiche che concorrono alla determinazione del prezzo di acquisto quali ad esempio consumi/perdite/fiscalità;
      e. termini, modalità e periodi di revisione;

3. volumi giornalieri previsti in consegna al punto di consegna della fornitura nel periodo giugno 2009 – ottobre 2010;
4. trasporto:
   a. costo medio unitario dal punto di consegna contrattuale al punto di entrata della Rete Nazionale dei gasdotti, determinato, separatamente per ogni infrastruttura di cui al precedente punto A.1.c., come segue:
      i. nel caso di infrastrutture gestite da società controllate da ENI e/o alla stessa collegate, considerando il rapporto tra:
         - la somma dei soli costi operativi e degli ammortamenti come attribuiti a dette infrastrutture nella contabilità generale riferita all'ultimo bilancio disponibile o, se non disponibili dai dati di contabilità generale, come desumibili dalla contabilità industriale riferita al medesimo periodo;
         - il totale dei volumi movimentati indicati nell'ultimo bilancio disponibile;
      ii. nel caso di altre infrastrutture, considerando il corrispettivo medio unitario da riconoscere al trasportatore;
   b. nel caso di utilizzo, anche parziale, di infrastrutture, a monte del punto di consegna contrattuale, gestite da società controllate da ENI e/o alla stessa collegate, il valore economico come corrispondente al prodotto tra
      i. la differenza tra il corrispettivo unitario riconosciuto alla società di trasporto e il rapporto tra
         - la somma dei soli costi operativi e degli ammortamenti come attribuiti a dette infrastrutture nella contabilità generale riferita all'ultimo bilancio disponibile o, se non disponibili dai dati di contabilità generale, come desumibili dalla contabilità industriale riferita al medesimo periodo;
         - il totale dei volumi movimentati indicati nell'ultimo bilancio disponibile;
      ii. i volumi contrattuali che utilizzano detta infrastruttura;
   c. una stima del costo di cui alla precedente lettera A.4.a e del valore economico di cui alla precedente lettera A.4.b per il periodo giugno 2009 – ottobre 2010.

B. Per ciascun punto di entrata della Rete Nazionale dei gasdotti, i volumi giornalieri che ci si attende di immettere in rete nel periodo giugno 2009 – ottobre 2010, al netto di consumi tecnici e perdite di rete, con l'indicazione delle corrispondenti infrastrutture tra quelle di cui al precedente punto A.1.c..

C. Il costo medio di importazione atteso per periodo giugno 2009 – ottobre 2010, su base mensile, ponderato utilizzando i volumi di cui al punto A.3. e calcolato secondo le variabili di cui al punto A.2..

D. Il costo medio del gas di produzione nazionale determinato considerando il rapporto tra:

1. la somma dei soli costi operativi e degli ammortamenti come attribuiti alle infrastrutture dedicate alla produzione di gas naturale nella contabilità generale riferita all'ultimo bilancio disponibile o, se non disponibili dai dati di contabilità generale, come desumibili dalla contabilità industriale riferita al medesimo periodo;
2. il totale dei volumi prodotti indicati nell'ultimo bilancio disponibile.

E. Le quotazioni, dei prodotti/indici utilizzate nelle formule di cui al punto A.2.c. e necessarie al calcolo del costo medio di importazione atteso di cui al precedente punto C. e le relative fonti.

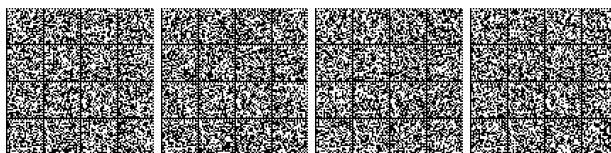
F. Ogni altra informazione ritenuta utile ai fini dell'attività che l'Autorità è chiamata a svolgere ai sensi dell'articolo 3, comma 2, del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78/09.

Qualora si intenda salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata, si richiede di indicare espressamente quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.

* * *

I costi/prezzi sono espressi in €/GJ.

I volumi sono espressi preferibilmente in GJ. Ove necessario alla corretta interpretazione dei dati forniti, ivi inclusi i dati contrattuali, è utilizzato un PCS pari a 38,1 MJ/mc..

09A09896

DELIBERAZIONE 16 giugno 2009.

Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria relative agli anni dal 1999 al 2006 per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel S.p.A.: S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A., S.MED.E. Pantelleria S.p.A. – Modificazioni della deliberazione 10 febbraio 2009 ARG/elt 15/09. (Deliberazione ARG/elt 73/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 16 giugno 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91) ed in particolare l'articolo 7;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 13 gennaio 1987, n. 2 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 20 gennaio 1987;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 26 luglio 2000, n. 132/00;
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182/00 (di seguito: deliberazione n. 182/00);
- la deliberazione dell'Autorità 18 aprile 2002, n. 63/02 (di seguito: deliberazione n. 63/02);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2005, n. 254/05 (di seguito: deliberazione n. 254/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05 (di seguito: deliberazione n. 288/05);
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2006, n. 85/06 (di seguito: deliberazione n. 85/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);

- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, VIS 6/08;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 82/08);
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2009, ARG/elt 15/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 15/09);
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2009, ARG/elt 47/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 47/09);
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" – Atto n. 34/07 (di seguito: documento per la consultazione 2 agosto 2007);
- le comunicazioni della Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa) relative ai procedimenti istruttori per la determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle seguenti imprese elettriche minori S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A., S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. e S.MED.E. Pantelleria S.p.A., e in particolare le comunicazioni 6 febbraio 2009, prot. 233 (prot. Autorità 6149 del 9 febbraio 2009) e 29 maggio 2009, prot. n. 1095 (prot. Autorità 30617/A del 1 giugno 2009);
- le comunicazioni della Cassa Conguaglio per il settore elettrico 30 aprile 2009, prot. n. 827 (prot. Autorità 24472 del 8 maggio 2009), e 29 maggio 2009, prot. n. 1095 (prot. Autorità 30617/A del 1 giugno 2009) relative alla correzione di un errore materiale che determina la rettifica delle aliquote definitive per il 2003 approvate con deliberazione ARG/elt 15/09.

Considerato che:

- l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), su proposta della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: imprese elettriche minori), l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tra i compiti trasferiti all'Autorità vi è quello di determinare ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel;
- con la comunicazione del 6 febbraio sopra citata la Cassa ha trasmesso all'Autorità i risultati dell'attività istruttoria per la determinazione delle integrazioni per gli anni dal 1999 al 2006, spettanti alle seguenti imprese elettriche minori:
    a. S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A. (isola di Lampedusa);
    b. S.EL.I.S. Linosa S.p.A. (isola di Linosa);
    c. S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. (isola di Marettimo);

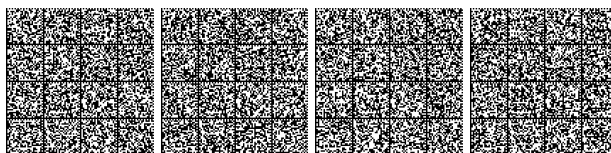
d. S.MED.E. Pantelleria S.p.A. (isola di Pantelleria);

- l'attività istruttoria dell'Autorità ha evidenziato la necessità di alcune correzioni ed approfondimenti, a seguito dei quali la Cassa ha comunicato, con lettera del 29 maggio scorso, le aliquote definitive corrette per le imprese S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. e S.MED.E. Pantelleria S.p.A., mentre ha evidenziato la necessità di un supplemento di istruttoria per la società S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A..

Considerato che:

- con deliberazione n. 63/03 l'Autorità ha, tra l'altro, determinato le aliquote definitive relative agli anni 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997 e 1998 per le imprese sopra richiamate;
- ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le aliquote di integrazione tariffaria corrisposte dalla Cassa a titolo di acconto alle suddette imprese a partire dal 1 gennaio 1999 sono state calcolate sulla base delle aliquote definitive approvate con la deliberazione n. 63/03 per il 1998;
- l'articolo 7, comma 4, della legge n. 10/91, inoltre, prevede che "il CIP può modificare l'acconto per l'anno in corso rispetto al bilancio dell'anno precedente (…) qualora intervengano variazioni nei costi dei combustibili e o del personale che modifichino in modo significativo i costi di esercizio per l'anno in corso";
- le deliberazioni n. 288/05 e n. 85/06 hanno riformato il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto relativa ai maggiori costi di acquisto del combustibile, di cui alla deliberazione n. 182/00;
- ai sensi del comma 3 della deliberazione n. 288/05, il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto prende come base di riferimento la componente di combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria definitiva relativa all'anno più recente;
- gli effetti della deliberazione n. 85/06 con riferimento a ciascuna impresa elettrica minore interessata, cessano con l'approvazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria relative all'anno 2005, come previsto dal punto 8 del medesimo provvedimento.

Considerato che:

- la differenza tra la somma delle integrazioni tariffarie corrisposte in acconto dalla Cassa negli anni 1999-2006 e la somma delle integrazioni tariffarie approvate con il presente provvedimento può risultare sia positiva sia negativa; e che nel primo caso si configura la necessità di una restituzione alla Cassa da parte delle imprese elettriche minori interessate (di seguito: restituzioni);
- analoga situazione si configura per le eventuali differenze tra quanto percepito in acconto per gli anni seguenti al 2006, calcolato sulla base dell'aliquota definitiva approvata per l'anno 1998, e il valore degli acconti ricalcolati per i medesimi anni sulla base dell'aliquota definitiva approvata nel presente provvedimento per l'anno 2006;

- il trattamento delle eventuali restituzioni è già stato disciplinato dalla deliberazione ARG/elt 15/09 e dalla deliberazione ARG/elt 47/09.

Considerato che:

- con deliberazione n. 254/05 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, nell'ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi previsti dal Testo integrato; e che nell'ambito di tale procedimento è stato diffuso un documento per la consultazione in data 21 dicembre 2005;
- con deliberazione n. 208/06 l'Autorità ha fatto confluire il procedimento di cui al precedente alinea nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008–2011;
- nell'ambito del suddetto procedimento, con il documento per la consultazione 2 agosto 2007, l'Autorità ha ribadito l'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- con la deliberazione n. 348/07, l'Autorità ha disposto di rinviare il completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, in conformità a quanto previsto nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, prevedendo una proroga dell'attuale regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie;
- con la deliberazione ARG/elt 82/08, l'Autorità ha associato a quanto previsto dalla precedente deliberazione n. 208/06 una più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, che preveda adeguati incentivi al recupero di efficienza e garantisca il rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 1, della direttiva 2003/54/CE.

Considerato che:

- con la comunicazione del 30 aprile scorso, la Cassa ha rilevato la presenza di un errore materiale riguardo al valore dell'indice "i" (media dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia calcolata nei 12 mesi dell'anno di riferimento) utilizzato per calcolare le integrazioni tariffarie nell'esercizio 2003;
- in particolare, la Cassa ha accertato che il valore corretto risulta essere pari al 4,247%, mentre il valore assunto a riferimento nei calcoli era pari a 2,708%;
- l'impiego del valore errato comporta il riconoscimento di una minore remunerazione del patrimonio netto delle imprese interessate, e dunque il riconoscimento di un'aliquota definitiva di integrazione tariffaria inferiore a quella dovuta;
- la questione rileva particolarmente in relazione alle istruttorie condotte per le imprese S.E.P. S.p.A., Germano Industrie Elettriche S.r.l., S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l. e Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l., le cui aliquote definitive sono state approvate con la Deliberazione 15/09;

- la Cassa ha provveduto a ricalcolare gli importi dovuti dalle imprese in questione e ha comunicato all'Autorità i risultati delle aliquote di integrazione corrette per l'anno 2003 con lettera del 29 maggio scorso.

Ritenuto opportuno:

- determinare in via definitiva le aliquote di integrazione tariffaria relativamente agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 per le seguenti imprese elettriche minori:
    a. S.EL.I.S. Linosa S.p.A. (isola di Linosa);
    b. S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. (isola di Marettimo);
    c. S.MED.E. Pantelleria S.p.A. (isola di Pantelleria);
- attendere la conclusione del supplemento di istruttoria disposto dalla Cassa per la società S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.;
- che le aliquote definitive relative all'anno 2006 per le imprese elettriche minori oggetto del presente provvedimento si applichino come nuove aliquote di integrazione provvisoria erogata a titolo di acconto, con decorrenza dall'1 gennaio 2007, tenuto conto di quanto previsto dalla deliberazione n. 288/05;
- sospendere le eventuali restituzioni da parte delle imprese elettriche minori oggetto del presente provvedimento fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, a condizione che detto procedimento si concluda entro il 31 dicembre 2009;
- nel caso in cui il procedimento di cui al precedente alinea non si concluda entro il 31 dicembre 2009, prevedere che le eventuali restituzioni abbiano luogo in modo graduale a scalare sulle aliquote di integrazione tariffaria corrisposta in acconto, a partire dal bimestre gennaio-febbraio 2010, fino alla concorrenza della somma dovuta.

Ritenuto opportuno:

- correggere l'errore rilevato dalla Cassa per l'anno 2003 per le imprese S.E.P. S.p.A., Germano Industrie Elettriche S.r.l., S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l. e Impresa Campo Elettricità I.CEL. S.r.l., le cui aliquote definitive sono state approvate con la deliberazione ARG/elt 15/09

DELIBERA

Articolo 1
Determinazione aliquote definitive

1.1 Ai fini della corresponsione da parte della Cassa dell'integrazione tariffaria spettante ad imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, nonché ai fini della quantificazione degli eventuali conguagli, si determinano per le imprese:
    a. S.EL.I.S. Linosa S.p.A.;
    b. S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.;
    c. S.MED.E. Pantelleria S.p.A.;

le aliquote definitive relative agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 per ogni kWh venduto per ciascuna delle suddette imprese, secondo quanto previsto nella *Tabella 1* allegata al presente provvedimento.

1.2 Si dispone che, per l'anno 2007 e seguenti, la Cassa corrisponda alle imprese elettriche minori oggetto del presente provvedimento, a titolo di acconto e salvo conguaglio, l'integrazione tariffaria calcolata sulla base dell'ultima aliquota definitiva approvata, tenuto conto di quanto previsto della deliberazione n. 288/05 e ponendo la componente combustibile del primo bimestre dell'anno 2007 pari alla componente combustibile dell'aliquota definitiva per l'anno 2006 approvata con il presente provvedimento.

1.3 La restituzione, da parte delle imprese di cui al comma 1.1, delle somme complessive eventualmente dovute per effetto del presente provvedimento è sospesa fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori di cui alle deliberazioni n. 254/05 e n. 208/06, come integrata dalla deliberazione ARG/elt 82/08, a condizione che detto procedimento sia completato entro il 31 dicembre 2009.

1.4 Nel caso in cui il procedimento di cui al comma 1.3 non si concluda entro il 31 dicembre 2009, si prevede che la restituzione di cui al medesimo comma abbia luogo in modo graduale, a scalare sulle aliquote di integrazione tariffaria corrisposta in acconto, a partire dal bimestre gennaio-febbraio 2010, fino alla concorrenza della somma dovuta.

Articolo 2
Rettifica della deliberazione ARG/elt 15/09

2.1 La tabella 1 allegata alla deliberazione ARG/elt 15/09 è sostituita dalla *Tabella 2* allegata al presente provvedimento.

Articolo 3
Disposizioni transitorie e finali

3.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 16 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

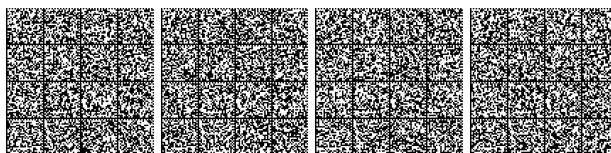



Tabella 1 - Aliquote dell' integrazione spettante per le imprese elettriche minori SELIS Linosa, SELIS Marettimo e SMEDE Pantelleria per gli anni 1999-2006 (importi in centesimi di euro per kWh)

(€ cent/kWh)	*anni*							
	1999	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*
S.EL.I.S. Linosa S.p.A.	35,65	44,67	38,27	29,61	23,30	23,12	27,49	22,88
S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.	47,59	56,50	49,01	38,72	30,23	34,40	34,60	35,32
S.MED.E. Pantelleria S.p.A.	15,21	23,72	20,63	18,33	14,88	16,29	19,08	21,27

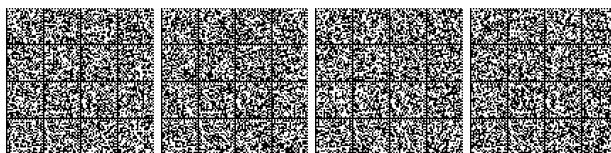
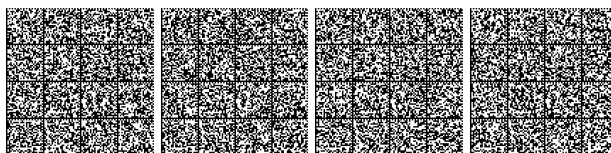



Tabella 2 - Aliquote di integrazione spettanti per le imprese elettriche minori Germano Industrie Elettriche, Impresa Campo Elettricità ICEL, SEP e SIE per gli anni 1999-2006 (importi in centesimi di euro per kWh)
(Revisione delle aliquote di integrazione per l'anno 2003 disposte con Deliberazione ARG/elt 15/09)

(€ cent/kWh)	*anni*							
	1999	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*
Germano Industrie Elettriche S.r.l.	37,65	37,71	33,78	39,92	40,03	39,70	39,49	40,17
Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l.	86,15	103,54	99,30	85,38	92,20	104,75	98,52	102,83
S.E.P. S.p.A.	18,89	24,27	22,15	19,07	21,34	21,31	26,99	25,74
S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l.	24,51	31,99	25,46	28,56	24,93	22,73	30,48	32,60

09A09897

DELIBERAZIONE 19 giugno 2009.

Modificazioni all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 dicembre 2007, n. 333/07, differimento dei termini rilevanti ai fini della chiusura del procedimento di cui al comma 22.4 di cui allo stesso Allegato A per l'anno 2008 e differimento dei termini di cui al punto 2 della deliberazione dell'Autorità 25 novembre 2008, ARG/elt 168/08. (Deliberazione ARG/elt 76/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

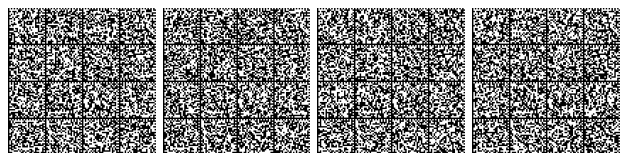
Nella riunione del 19 giugno 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 dicembre 2007, n. 333/07, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 25 novembre 2008, ARG/elt 168/08 recante "Determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo di regolazione 2008-2011 ai sensi dell'articolo 21 del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi elettrici approvato con deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07" (di seguito: deliberazione ARG/elt 168/08);
- la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2009 VIS 52/09 recante "Irrogazione di sanzione ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481, nei confronti della società Soresina Reti e Impianti S.r.l." (di seguito: deliberazione VIS 52/09);
- la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2009 VIS 54/09 recante "Irrogazione di sanzione ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481, nei confronti della società Astea S.p.A." (di seguito: deliberazione VIS 54/09);
- il documento per la consultazione 27 aprile 2009, DCO 9/09 intitolato "Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica - Riesame urgente di alcune disposizioni della regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso e dei livelli tendenziali per il periodo 2008-2011" (di seguito: documento per la consultazione);

- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati in merito alle proposte di cui al documento per la consultazione;
- la relazione AIR alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07, e in particolare il punto 5.1.4.

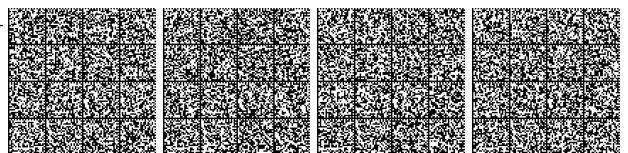
Considerato che:

- con il Testo integrato l'Autorità ha introdotto:
  - la regolazione incentivante del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, che si è aggiunta alla regolazione incentivante della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe, già in vigore dall'anno 2000;
  - un metodo statistico per l'attribuzione delle interruzioni a cause di forza maggiore in caso di eventi di particolare intensità e durata; come illustrato nella scheda 1 del Testo integrato, tale metodo statistico prevede l'individuazione di Periodi di Condizioni Perturbate (di seguito: PCP) e, con riferimento alle interruzioni senza preavviso lunghe che hanno avuto inizio in tali PCP, l'attribuzione a cause di forza maggiore per quelle la cui durata eccede il terzo quartile della distribuzione delle durate registrate nel triennio precedente l'anno di riferimento, sia in relazione alla durata che al numero di interruzioni;
- tale metodo statistico, che ha sostituito quello in vigore per il periodo di regolazione 2004-2007, si pone due obiettivi primari:
  - evitare l'onere della prova documentale, da parte delle imprese distributrici, per danni agli impianti provocati da eventi meteorologici diffusi e di grande intensità;
  - evitare l'insorgere di potenziali contenziosi tra l'Autorità e le imprese distributrici in occasione di verifiche ispettive;
- con il Testo integrato l'Autorità ha confermato le disposizioni e i criteri in vigore per i precedenti periodi di regolazione in materia di determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali, nonché di ricalcolo degli indicatori di continuità per il biennio precedente l'inizio del periodo di regolazione ai fini della determinazione degli stessi livelli di partenza e tendenziali; ciò al fine di assicurare la necessaria coerenza nel confronto tra i tra i livelli tendenziali e i livelli effettivi ai fini della determinazione degli incentivi e delle penalità per ogni anno del periodo di regolazione;
- con la deliberazione ARG/elt 168/08 l'Autorità ha determinato i livelli di partenza e i livelli tendenziali per gli anni 2008-2011 per le imprese distributrici che alla data del 31 dicembre 2006 servivano un numero di clienti BT superiore a 5.000 e che nel periodo di regolazione 2004-2007 hanno avuto almeno un ambito territoriale soggetto alla regolazione della durata della interruzioni:
  - fissando al 31 maggio 2009 il termine di comunicazione dei dati di continuità del servizio relativi agli anni 2006, 2007 e 2008 per le imprese distributrici di cui al comma 30.1 del Testo integrato che hanno optato per l'utilizzo dei livelli triennali degli indicatori di continuità in luogo di quelli biennali;
  - rinviando a successivo provvedimento, da adottarsi entro il 31 luglio 2009, la determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali per gli anni

2009-2011 per ciascun ambito delle imprese distributrici di cui al precedente alinea;
  - rinviando a successivo provvedimento la determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali per le imprese distributrici Soresina Reti e Impianti S.r.l. e Astea S.p.A., una volta concluse le istruttorie formali nei confronti di tali imprese per violazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni relative all'anno 2007;
- alcune imprese distributrici, in occasione della consegna dei dati di continuità relativi all'anno 2008:
  - in seguito ad eventi meteorologici di rilevante intensità e durata verificatisi nel corso del 2008, particolarmente nei mesi di novembre e dicembre, hanno evidenziato una non efficace applicazione del metodo statistico, con particolare riferimento al numero di interruzioni senza preavviso lunghe aventi inizio nei PCP e attribuibili a cause di forza maggiore;
  - hanno segnalato una anomala numerosità di furti agli impianti elettrici della distribuzione in alcune province del Sud Italia che, qualora si ripetessero in futuro, potrebbero determinare interruzioni prolungate, e di conseguenza significativi esborsi da parte del Fondo per eventi eccezionali;
- nel documento per la consultazione l'Autorità ha formulato proposte in materia di:
  - esclusione di tutte le interruzioni senza preavviso lunghe aventi inizio nei PCP ai fini del numero di interruzioni, in analogia con quanto già in essere per le interruzioni brevi e transitorie;
  - ricalcolo dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali al fine di assicurare, come sopra evidenziato, la coerenza dell'intervento regolatorio;
  - differimento dei termini e degli adempimenti previsti in materia di continuità del servizio rilevanti ai fini del procedimento relativo alla continuità del servizio per l'anno 2008;
  - differimento dei termini previsti dal punto 2 della deliberazione 25 novembre 2008 ARG/elt 168/08 per le imprese distributrici per le quali l'avvio della regolazione incentivante decorre dall'anno 2009;
  - esclusione delle interruzioni dovute a furti agli impianti elettrici della distribuzione dalla disciplina di cui al Titolo 7 del Testo integrato;
- le osservazioni pervenute da parte delle imprese distributrici hanno evidenziato piena condivisione delle suddette proposte dell'Autorità, salvo che per il ricalcolo dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali in merito al quale è stato osservato, tra l'altro, che avrebbe l'effetto di modificare i piani di investimento già avviati dalle imprese distributrici, con conseguente rischio di minore efficacia degli investimenti ed impatti economici differenziati sulle imprese distributrici;
- nel formulare le osservazioni al documento per la consultazione le imprese distributrici hanno suggerito di modificare, in analogia a quanto proposto dall'Autorità per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, anche la regola di selezione delle interruzioni eccezionali lunghe aventi inizio nei PCP ai fini della durata delle interruzioni, delineando metodologie tra loro alternative, e sostenendo tra l'altro che, in assenza di tale nuova regola, eventuali azioni messe in atto per ridurre i tempi di disservizio in condizioni eccezionali sortirebbero paradossalmente l'effetto di un peggioramento dei propri indici di continuità, diminuendo la quota di interruzioni attribuibili a forza maggiore statistica ed aumentando quella che resta a carico dell'esercente;

- sempre nel formulare le osservazioni al documento per la consultazione le imprese distributrici hanno anche proposto di:
  - introdurre una soglia minima al numero di interruzioni per l'individuazione dei PCP, differenziata per media e bassa tensione, per tener conto di contesti locali nei quali la funzione soglia attualmente vigente non intercetta adeguatamente tutti i periodi di sei ore caratterizzati da un numero di interruzioni largamente superiore alla media degli anni precedenti;
  - riferire ad anni fissi e non mobili l'individuazione delle soglie minime al numero di interruzioni per l'individuazione dei PCP, per ogni anno del periodo di regolazione;
  - semplificare le modalità con cui le imprese distributrici documentano l'attribuzione delle interruzioni alle cause di forza maggiore di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera a), del Testo integrato;
- con le deliberazioni VIS 52/09 e 54/09 l'Autorità ha chiuso le istruttorie formali nei confronti delle società Soresina Reti e Impianti S.r.l. e Astea S.p.A., irrogando sanzioni ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, per violazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni relative all'anno 2007.

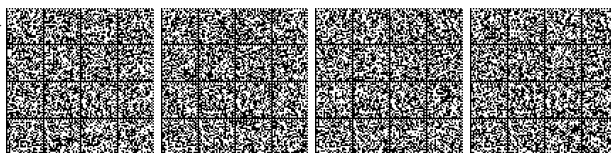
Ritenuto che:

- sia opportuno confermare le proposte dell'Autorità formulate nel documento per la consultazione, per i motivi già illustrati nel documento medesimo, in materia di:
  - esclusione di tutte le interruzioni senza preavviso lunghe aventi inizio nei PCP ai fini del numero di interruzioni, in analogia con quanto già in essere per le interruzioni brevi e transitorie;
  - differimento dei termini e degli adempimenti previsti in materia di continuità del servizio rilevanti ai fini del procedimento relativo alla continuità del servizio per l'anno 2008;
  - differimento dei termini previsti al punto 2 dalla deliberazione ARG/elt 168/08 per la consegna dei dati di continuità e per la determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali per le imprese distributrici di cui al comma 30.1 del Testo integrato che hanno optato per l'utilizzo dei livelli triennali degli indicatori di continuità in luogo di quelli biennali;
  - esclusione delle interruzioni dovute a furti agli impianti elettrici della distribuzione dal Titolo 7 del Testo integrato;
- sia opportuno dare seguito alle proposte ricevute dalle imprese distributrici, ritenendo fondate le ragioni da esse sostenute, in materia di:
  - modifica della regola di selezione delle interruzioni eccezionali lunghe aventi inizio nei PCP ai fini della durata delle interruzioni, con esclusione di tutte le interruzioni lunghe ivi aventi inizio;
  - introduzione di una soglia minima al numero di interruzioni per l'individuazione dei PCP, differenziata per media e bassa tensione;
- l'accoglimento delle proposte di cui al precedente alinea consenta all'Autorità di perseguire con maggiore efficacia gli obiettivi di:
  - garantire la semplicità del quadro regolatorio, prevedendo analoghi meccanismi di esclusione delle cause di forza maggiore relativamente agli indicatori di durata e di numero delle interruzioni senza preavviso;

- evitare il rischio di insorgenza di contenziosi tra l'Autorità e le imprese distributrici in occasione di verifiche ispettive;
  - mantenere al contempo sostanzialmente immutato l'impatto tariffario della regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni;
- sia necessario confermare il ricalcolo dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali per il periodo di regolazione 2008-2011, al fine di garantire la coerenza dell'intervento regolatorio, non accogliendo le richieste delle imprese distributrici di mantenere quelli già determinati con la deliberazione ARG/elt 168/08, dal momento che:
  - tale ricalcolo viene effettuato a parità di livelli obiettivo, da raggiungere secondo la regola generale dei tre periodi di regolazione;
  - quanto sopra esposto non incide significativamente sui piani di investimento delle imprese distributrici, per i quali l'efficacia rimane immutata;
  - la coerenza tra i criteri di calcolo dei livelli tendenziali ed i criteri di calcolo dei livelli effettivi è un presupposto consolidato della regolazione, ampiamente condiviso da tutte le imprese distributrici;
- non sia opportuno:
  - dare seguito alla proposta di riferire ad anni fissi e non mobili l'individuazione delle soglie minime al numero di interruzioni per l'individuazione dei PCP, per ogni anno del periodo di regolazione, dal momento che la scelta di riferire le soglie ad anni mobili, oltre ad essere un elemento di stabilità regolatoria, permette di meglio equilibrare gli effetti di anni meteorologicamente favorevoli e di anni particolarmente perturbati, mentre la scelta di riferire le soglie ad anni fissi potrebbe essere sbilanciata in un senso o nell'altro, e dal momento che la modifica all'individuazione delle soglie minime di cui al presente provvedimento tiene comunque conto di anni particolarmente perturbati;
  - prevedere modificazioni delle modalità con cui le imprese distributrici documentano l'attribuzione delle interruzioni alle cause di forza maggiore di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera a), del Testo integrato dal momento che la revisione di cui al presente provvedimento della selezione delle interruzioni eccezionali aventi inizio nei PCP, sia ai fini del numero che della durata delle interruzioni, limita il ricorso alla prova documentale da parte delle imprese distributrici;
- sia necessario, in considerazione delle modificazioni di cui al presente provvedimento:
  - valutare l'adozione di nuove forme di pubblicazione comparativa degli indicatori di continuità del servizio delle imprese distributrici;
  - monitorare per ogni impresa distributrice, oltre che il numero annuo di PCP, anche il valore delle soglie minime al numero di interruzioni per l'individuazione dei PCP;
- con riferimento alle società Soresina Reti e Impianti S.r.l. e Astea S.p.A., la non corretta registrazione delle interruzioni del servizio elettrico relativa all'anno 2007, anno per il quale si è verificata la violazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni, potrebbe inficiare sia la determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali per il periodo 2008-2011 sia la determinazione delle soglie minime per l'individuazione di eventuali PCP sino all'anno 2011, anche in caso di avvio della regolazione in anni successivi al 2008;

- sia pertanto opportuno prevedere per le società Soresina Reti e Impianti S.r.l. e Astea S.p.A. un periodo ulteriore di consolidamento di attuazione della disciplina della registrazione delle interruzioni, rinviando per tali imprese al periodo di regolazione 2012-2015 l'avvio della regolazione incentivante

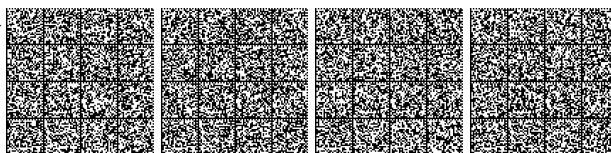
DELIBERA

1. di approvare le seguenti modifiche ed integrazioni alla Scheda 1 dell'Allegato A al Testo integrato:
   a. le parole "$Nh6MT^j$ > 2,3 + 9,4* MTR($Nh6MT^j$)" sono sostituite dalle parole "$Nh6MT^j \geq$ min [2,3 + 9,4 * MTR($Nh6MT^j$); 15]";
   b. le parole "$Nh6BT^j$ > 3,5 + 7,1* MTR($Nh6BT^j$)" sono sostituite dalle parole "$Nh6BT^j \geq$ min [3,5 + 7,1 * MTR($Nh6BT^j$); 60]";
   c. le parole "le sole interruzioni lunghe (registrate con il criterio di utenza) la cui durata è superiore al 3° quartile della distribuzione delle durate delle interruzioni" sono sostituite dalle parole "tutte le interruzioni lunghe (registrate con il criterio di utenza)";

2. di approvare le seguenti modifiche e integrazioni al Testo integrato:
   a. all'articolo 43, il comma 43.2 è sostituito dal seguente:
      "43.2 Gli oneri relativi ai rimborsi erogati ai clienti sono posti a carico del Fondo nel caso di interruzioni con inizio in periodi di condizioni perturbate, attribuite a causa di forza maggiore ad esclusione dei furti documentati, a cause esterne, alla quota parte di durata dell'interruzione attribuita ai casi di sospensione o posticipazione delle attività di ripristino per motivi di sicurezza. Sono inoltre a carico del Fondo le integrazioni alle imprese distributrici o a Terna nei casi di superamento del tetto massimo di esposizione di cui al successivo articolo 48, nonché la quota parte dei rimborsi per interruzioni con origine "sistema elettrico" riconducibili alle disalimentazioni di cui all'articolo 3, comma 3.4, lettere da a) a e) dell'allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341.";
   b. all'articolo 43, comma 43.3, le parole "di periodi di condizioni perturbate e/o di eventi eccezionali e/o di casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza" sono sostituite dalle parole "di interruzioni con oneri a carico del Fondo";
   c. all'articolo 45, comma 45.1, le parole "anche qualora l'interruzione occorra in periodi di condizioni perturbate e/o per effetto di eventi eccezionali e/o di casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza" sono sostituite dalle parole "anche per interruzioni con oneri a carico del Fondo, ad esclusione delle interruzioni attribuite a forza maggiore per furti documentati";
   d. all'articolo 46, comma 46.1, le parole "che non hanno avuto inizio in periodi di condizioni perturbate o che non sono dovute a eventi eccezionali, al netto dei tempi imputabili a casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, " sono eliminate;
   e. all'articolo 46, il comma 46.4 è sostituito dal seguente:

"46.4 Per il pagamento delle quote di rimborsi erogati ai clienti finali per interruzioni con inizio in periodi di condizioni perturbate, attribuite a causa di forza maggiore ad esclusione dei furti documentati, a cause esterne, alla quota parte di durata dell'interruzione attribuita ai casi di sospensione o posticipazione delle attività di ripristino per motivi di sicurezza nei casi di superamento del tetto massimo di esposizione di cui al successivo articolo 48, nonché la quota parte dei rimborsi per interruzioni con origine "sistema elettrico" riconducibili alle disalimentazioni di cui all'articolo 3, comma 3.4, lettere da a) a e), dell'allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341, le imprese distributrici o l'impresa di trasmissione si rivalgono sul Fondo per eventi eccezionali di cui al successivo articolo 49.";

f. all'articolo 49, comma 49.3, lettera a), le parole ", che hanno inizio in periodi di condizioni eccezionali o sono dovute a eventi eccezionali" sono sostituite dalle parole "che hanno inizio in periodi di condizioni perturbate, o attribuite a causa di forza maggiore ad esclusione dei furti documentati, o a cause esterne";
g. all'articolo 49, comma 49.3, è aggiunta la seguente lettera:
   "d) interruzioni con origine "sistema elettrico" riconducibili alle disalimentazioni di cui all'articolo 3, comma 3.4, lettere da a) a e), dell'allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341.";
h. all'articolo 50, comma 50.1, lettera b), le parole "sono iniziate in periodi di condizioni perturbate, sono dovute a eventi eccezionali o sono attribuite a cause esterne" sono sostituite dalle parole "hanno inizio in periodi di condizioni perturbate o sono attribuite a causa di forza maggiore o a cause esterne";

3. di differire i termini rilevanti ai fini della chiusura del procedimento di cui al comma 22.4 del Testo integrato, limitatamente all'anno 2008, tenuto conto delle disposizioni di cui al presente provvedimento, e in particolare:
   a. la data di cui al comma 16.1 è differita al 31 luglio 2009;
   b. la data di cui al comma 16.2 è differita al 31 ottobre 2009;
   c. la data di cui al comma 22.4 è differita al 31 marzo 2010;
   d. la data di cui al comma 34.4 è differita al 31 ottobre 2009;
   e. la data di cui al comma 34.9 è differita al 31 ottobre 2009;
   f. la data di cui al comma 37.7 è differita al 15 ottobre 2009 per il solo obbligo di cui al comma 37.6, lettera d), punto v.;
   g. la data di cui al comma 38.1 è differita al 31 luglio 2009;

4. di prevedere un nuovo termine, perentorio, per la comunicazione dei dati di continuità del servizio, tenuto conto delle disposizioni di cui al presente provvedimento, e di fissarlo:
   a. al 31 luglio 2009, relativamente agli anni 2006 e 2007, ai sensi del comma 21.4 del Testo integrato, per le imprese distributrici che alla data del 31 dicembre 2006 servivano un numero di clienti BT superiore a 5.000 e che nel periodo di regolazione 2004-2007 hanno avuto almeno un ambito territoriale soggetto alla regolazione della durata della interruzioni;
   b. al 15 settembre 2009, relativamente agli anni 2006, 2007 e 2008, ai sensi del comma 21.4 del Testo integrato, per le imprese distributrici di cui al comma 30.1 dello stesso Testo integrato che hanno optato per l'utilizzo dei livelli triennali degli indicatori di continuità in luogo di quelli biennali;

5. di prevedere che ai fini della chiusura del procedimento di cui al comma 22.4 del Testo integrato, limitatamente all'anno 2008, tenuto conto delle disposizioni di cui al presente provvedimento, le imprese distributrici che hanno già:
   a. richiesto alla Cassa conguaglio del settore elettrico l'ammontare di cui al comma 34.7, possano rettificare tale ammontare entro il 31 luglio 2009;
   b. versato al Fondo il contributo di cui al comma 50.1, possano rettificare tale contributo entro il 31 luglio 2009;
6. di rinviare ad un successivo provvedimento, da adottarsi entro il 31 ottobre 2009, la determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali:
   a. per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo di regolazione 2008-2011 per le imprese distributrici che alla data del 31 dicembre 2006 servivano un numero di clienti BT superiore a 5.000 e che nel periodo di regolazione 2004-2007 hanno avuto almeno un ambito territoriale soggetto alla regolazione della durata della interruzioni;
   b. per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo 2009-2011, per le imprese distributrici di cui all'articolo 30, comma 30.1, del Testo integrato che hanno optato per l'utilizzo dei livelli triennali degli indicatori di continuità in luogo di quelli biennali;
7. di rinviare al periodo di regolazione 2012-2015 l'avvio della regolazione incentivante per le società Soresina Reti e Impianti S.r.l. e Astea S.p.A.;
8. di fissare al 31 maggio 2010, tenuto conto delle disposizioni di cui al presente provvedimento, il termine per la comunicazione dei dati di continuità del servizio per le imprese distributrici di cui al comma 30.2 del Testo integrato che utilizzano i livelli triennali degli indicatori di continuità;
9. di fissare al 31 luglio 2010 il termine per la determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali per il periodo 2010-2011 per le imprese distributrici di cui al punto precedente;
10. di notificare il presente provvedimento mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento alla Cassa conguaglio del settore elettrico ed alle società Soresina Reti e Impianti S.r.l. e Astea S.p.A.;
11. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dal giorno successivo alla sua prima pubblicazione;
12. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) l'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento;

Milano, 19 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

09A09898

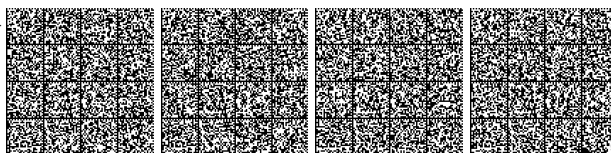
DELIBERAZIONE 30 giugno 2009.

Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2009 delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela. (Deliberazione ARG/elt 78/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 30 giugno 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2, di conversione con modifiche del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico S.p.A. e direttive alla medesima società;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 novembre 2008;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 11 dicembre 2008;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato;

- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2008, ARG/elt 182/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 190/08;
- la deliberazione dell'Autorità 28 gennaio 2009, ARG/elt 11/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 35/09);
- la comunicazione dell'Acquirente unico S.p.A. (di seguito: l'Acquirente unico) dell'1 dicembre 2008, prot. Autorità n. 40226 del 15 dicembre 2008 (di seguito: comunicazione 1 dicembre 2008);
- la comunicazione della società Acquirente unico del 25 maggio 2009, prot. Autorità n. 32468 dell'8 giugno 2009;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 10 giugno 2009, prot. Autorità n. 33509 del 12 giugno 2009;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 17 giugno 2009, prot. Autorità n. 34574 del 18 giugno 2009;
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 17 giugno 2009, prot. Autorità n. 34572 del 18 giugno 2009;
- la comunicazione di Terna del 19 giugno 2009, prot. Autorità n. 35187 del 22 giugno 2009;
- la nota della Direzione Mercati 12 maggio 2009, prot. n. 25125, agli esercenti la maggior tutela societariamente separati (di seguito: Nota agli esercenti la maggior tutela).

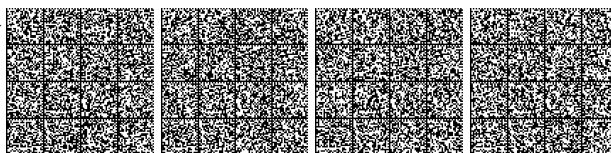
Considerato che:

- il TIV definisce disposizioni in materia di servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia, in attuazione di quanto previsto dalla legge n. 125/07;
- ai sensi dell'articolo 7 del TIV il servizio di maggior tutela prevede, tra l'altro, l'applicazione di:
    a) corrispettivo PED;
    b) corrispettivo PPE;
    c) componente UC_1;

e che i corrispettivi di cui alle lettere a), b) e c) siano aggiornati e pubblicati trimestralmente dall'Autorità;

- il corrispettivo PED è determinato coerentemente con la finalità di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti cui è effettivamente erogato tale servizio;
- gli elementi PE e PD del corrispettivo PED sono fissati, in ciascun trimestre, in modo tale da coprire i costi sostenuti o che si stima saranno sostenuti nell'anno solare di riferimento dall'Acquirente unico, rispettivamente, per l'acquisto dell'energia elettrica destinata alla maggior tutela e per il servizio di dispacciamento;
- il comma 13.2 del TIV prevede che, ai fini delle determinazioni degli elementi PE, PD e del corrispettivo PED, l'Acquirente unico invii all'Autorità la stima dei propri costi unitari di approvvigionamento relativi all'anno solare cui le medesime determinazioni si riferiscono, nonché la differenza tra la stima dei

costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti nel medesimo periodo;

- il comma 13.4 del TIV prevede che, ai fini della determinazione dei corrispettivi per il servizio di maggior tutela, ciascun esercente la maggior tutela societariamente separato comunichi con cadenza trimestrale alla Direzione Mercati dell'Autorità i prelievi di energia elettrica dei clienti finali del servizio, o, ove tali dati non siano disponibili, la propria miglior stima dei medesimi prelievi, previa apposita richiesta della Direzione Mercati;
- sulla base delle informazioni ricevute da alcuni esercenti la maggior tutela societariamente separati e che hanno risposto alla Nota agli esercenti la maggior tutela e delle informazioni ricevute dall'Acquirente unico, l'importo del recupero è stimato in diminuzione di circa 96 milioni di euro, di cui 68 milioni di euro sono riconducibili ai costi di acquisto dell'energia elettrica e i rimanenti 28 milioni di euro sono riconducibili ai costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico;
- in base agli elementi di costo comunicati dall'Acquirente unico e da Terna, nonché sulla base del recupero stimato secondo quanto sopra indicato, è possibile ipotizzare una riduzione del costo medio annuo (2009) di approvvigionamento dell'energia elettrica dell'Acquirente unico rispetto a quanto stimato nel secondo trimestre dell'anno 2009;
- il TIV prevede che gli scostamenti residui emersi dal confronto tra i costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela attraverso l'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali cui è erogato il servizio nel periodo gennaio - dicembre 2008 siano recuperati tramite il sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento per l'anno 2008, mediante l'applicazione ai clienti finali del servizio di maggior tutela del corrispettivo PPE;
- con riferimento all'anno 2009, rispetto all'aggiornamento per il trimestre aprile – giugno 2009 Acquirente unico ha rivisto al rialzo le stime del fabbisogno annuo di energia elettrica del mercato di maggior tutela;
- relativamente all'anno 2008, in base alle nuove stime di fabbisogno di cui al precedente alinea e in base a quanto indicato da alcuni esercenti la maggior tutela circa gli ammontari di perequazione da essi stimati, l'aliquota del corrispettivo PPE in vigore nel trimestre aprile –giugno 2009 risulterebbe adeguata rispetto all'obiettivo di coprire entro la fine dell'anno 2009 gli squilibri del sistema di perequazione relativi all'anno 2008;
- con comunicazione 1 dicembre 2008 l'Acquirente unico ha confermato che i dati trasmessi all'Autorità nel mese di settembre 2008, relativi ai prezzi di cessione per l'approvvigionamento di energia elettrica destinata alla maggior tutela nel periodo gennaio - dicembre 2007, sono da considerarsi a consuntivo;
- sulla base delle informazioni rese disponibili dalle imprese distributrici si evidenzia uno squilibrio tra il gettito della componente UC1 e le esigenze del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato/tutelato relativo all'anno 2007, ad oggi stimabile in circa 70 milioni di euro;
- tale stima è da intendersi ancora provvisoria in quanto non inserita in un contesto sistematico di raccolta dati per la perequazione e poiché non tiene conto

dei conguagli quantificabili successivamente alla definizione delle partite economiche di conguaglio load profiling;
- lo squilibrio di perequazione relativa ai costi di approvvigionamento di cui sopra è previsto che venga recuperato tramite la componente UC1 di cui comma 1.1 del TIV.

Ritenuto opportuno:

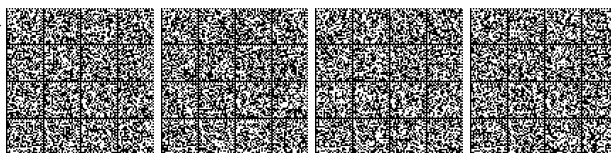
- adeguare in diminuzione il valore degli elementi PE e PD tenendo comunque prudenzialmente in considerazione, ove non siano ancora disponibili al momento dell'aggiornamento i valori di consuntivo, una stima degli oneri relativi allo sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 per la quota parte ulteriore rispetto a quella valorizzata al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima, come già fatto in occasione degli aggiornamenti per precedenti trimestri dell'anno 2009;
- dimensionare le aliquote di recupero da applicare agli elementi PE e PD del corrispettivo PED in modo da recuperare gli importi nei successivi sei mesi;
- dimensionare il corrispettivo PPE in misura prudenziale, sulla base delle nuove stime di fabbisogno del servizio di maggior tutela e sulla base di quanto comunicato dagli esercenti il servizio, mantenendo l'obiettivo di coprire entro la fine dell'anno 2009 gli oneri relativi alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'anno 2008, confermando pertanto il valore di detto corrispettivo in vigore nel trimestre aprile – giugno 2009;
- in attesa della quantificazione definitiva degli squilibri di perequazione dei costi di approvvigionamento relativa all'anno 2007, confermare il livello dell'aliquota della componente UC1 in vigore nel trimestre aprile – giugno 2009, in modo da consentire, nel corso dell'anno 2009, il recupero degli squilibri ad oggi stimabili

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del TIV.

Articolo 2
Fissazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

2.1 I valori dell'elemento PE e dell'elemento PD per il trimestre luglio – settembre 2009 sono fissati nelle *Tabelle 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5* e *2.6* allegate al presente provvedimento.
2.2 I valori del corrispettivo PED per il trimestre luglio – settembre 2009 sono fissati nelle *Tabelle 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5* e *3.6* allegate al presente provvedimento.

Articolo 3

Aggiornamento del corrispettivo PPE

3.1 I valori del corrispettivo PPE per il trimestre luglio – settembre 2009 sono fissati nelle *Tabelle 4.1* e *4.2* allegate al presente provvedimento e risultano pari ai valori del medesimo corrispettivo determinati dalla deliberazione ARG/elt 35/09 per il trimestre aprile – giugno 2009.

Articolo 4

Aggiornamento della componente UC1

4.1 I valori della componente UC_1 per il trimestre luglio – settembre 2009 sono fissati nelle *Tabelle 5.1* e *5.2* allegate al presente provvedimento e risultano pari ai valori della medesima componente determinati dalla deliberazione ARG/elt 35/09 per il trimestre aprile – giugno 2009.

Articolo 5

Disposizioni transitorie e finali

5.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dall’1 luglio 2009.

Milano, 30 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

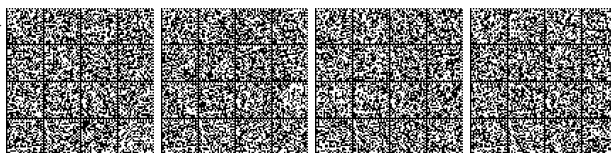



Tabella 1.1: Parametro PE_M, di cui al comma 7.3, lettera e), al comma 27.4 e al comma 27.5, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PE (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	8,292
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	7,099
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	9,305

Tabella 1.2: Parametro PE_F, di cui al comma 27.2, lettera a) e al comma 27.4bis, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PE (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,804	7,756	4,873

Tabella 1.3: Parametro PE_{bio}, di cui al comma 27.3, lettera a), al comma 27.4bis, lettera b), al comma 27.6, lettera a) e al comma 27.6bis, corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PE (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	10,840	7,001
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,804	6,121

Tabella 1.4: Parametro PE_F^{mens}, di cui al comma 7.3, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	PE (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di luglio	11,310	7,730	4,709
Mese di agosto	10,134	7,732	5,033
Mese di settembre	10,749	7,808	4,869

Tabella 1.5: Parametro PE_F^{mens}, di cui al comma 7.3, lettera d), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV	PE (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di luglio	11,310	7,730	4,709
Mese di agosto	10,134	7,732	5,033
Mese di settembre	10,749	7,808	4,869

Tabella 1.6: Parametro PE_F^{rag}, di cui al comma 7.3, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	PE (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
R1	11,310	7,730	4,709
R2	10,481	7,771	4,957

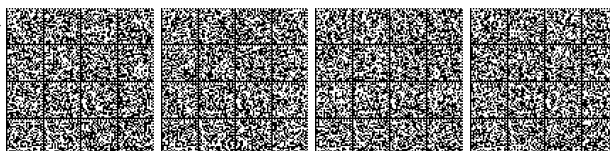



Tabella 2.1: Parametro PD_M, di cui al comma 7.4, lettera e), al comma 27.4 e al comma 27.5, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PD (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,757
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,762
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,763

Tabella 2.2: Parametro PD_F, di cui al comma 27.2, lettera b) e al comma 27.4bis, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PD (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,685	0,685	0,685

Tabella 2.3: Parametro PD_{bio}, di cui al comma 27.3, lettera b), al comma 27.4bis, lettera b), al comma 27.6, lettera b) e al comma 27.6bis, corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PD (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,757	0,757
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,685	0,685

Tabella 2.4: Parametro PD_F^{mens}, di cui al comma 7.4, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	PD (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di luglio	0,685	0,685	0,685
Mese di agosto	0,685	0,685	0,685
Mese di settembre	0,686	0,686	0,686

Tabella 2.5: Parametro PD_F^{mens} , di cui al comma 7.4, lettera d), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV	PD (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di luglio	0,685	0,685	0,685
Mese di agosto	0,685	0,685	0,685
Mese di settembre	0,686	0,686	0,686

Tabella 2.6: Parametro PD_F^{rag} , di cui al comma 7.4, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	PD (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
R1	0,685	0,685	0,685
R2	0,685	0,685	0,685

Tabella 3.1 Corrispettivo $PED_M = PE_M + PD_M$, corretto per le perdite di rete

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PED (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	9,049
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	7,861
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,068

Tabella 3.2: Corrispettivo $PED_F = PE_F + PD_F$, corretto per le perdite di rete

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PED (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,489	8,441	5,558

Tabella 3.3: Corrispettivo $PED_{bio} = PE_{bio} + PD_{bio}$, corretto per le perdite di rete

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PED (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	11,597	7,758
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,489	6,806

Tabella 3.4: Corrispettivo $PED_F^{mens} = PE_F^{mens} + PD_F^{mens}$ per la tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV, corretto per le perdite di rete

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	PED (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di luglio	11,995	8,415	5,394
Mese di agosto	10,819	8,417	5,718
Mese di settembre	11,435	8,494	5,555

Tabella 3.5: Corrispettivo $PED_F^{mens} = PE_F^{mens} + PD_F^{mens}$ per la tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV, corretto per le perdite di rete

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV	PED (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di luglio	11,995	8,415	5,394
Mese di agosto	10,819	8,417	5,718
Mese di settembre	11,435	8,494	5,555

Tabella 3.6: Corrispettivo $PED_F^{rag} = PE_F^{rag} + PD_F^{rag}$ per la tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV corretto per le perdite di rete

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	PED (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
R1	11,995	8,415	5,394
R2	11,166	8,456	5,642

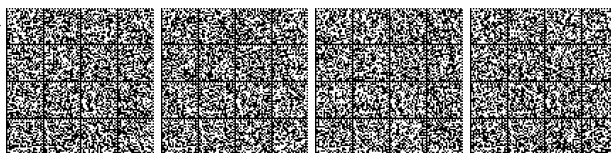



Tabella 4.1: Corrispettivo PPE

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PPE	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,525
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,525
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione		
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,525
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,525

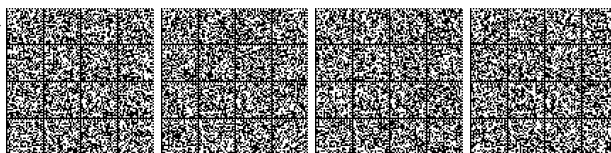



Tabella 4.2: Corrispettivo PPE per i soggetti di cui al comma 73.2 del TIT

	PPE
	(centesimi di euro/kWh)
Alluminio primario	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00

Tabella 5.1: Componente UC1

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		UC1	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,148
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,148
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione		
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,148
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,148

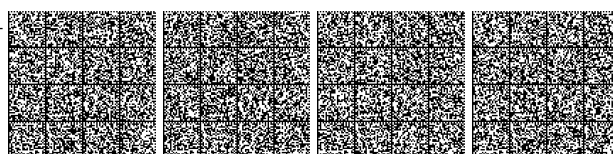



Tabella 5.2: Componente UC1 per i soggetti di cui al comma 73.2 del TIT

	UC1
	(centesimi di euro/kWh)
Alluminio primario	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963. n.730)	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963. n.730)	0,00
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00

09A09899

DELIBERAZIONE 30 giugno 2009.

Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2009 della tabella di cui all'Allegato C della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 110/07. (Deliberazione ARG/elt 81/09).

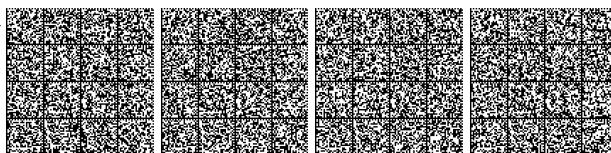
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 30 giugno 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2007, n. 110/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 110/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/com 34/08;
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/elt 78/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/elt 80/09.

Considerato che:

- in base al punto 6 della deliberazione n. 110/07, l'Autorità aggiorna e pubblica, contestualmente agli aggiornamenti trimestrali, i valori di spesa annua, calcolata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti, derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Ritenuto opportuno:

- aggiornare e pubblicare la tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07 per il trimestre luglio – settembre 2009

DELIBERA

1. la tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07 per il trimestre luglio – settembre 2009 è sostituita con la *Tabella 1* allegata al presente provvedimento;
2. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dall'1 luglio 2009.

Milano, 30 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

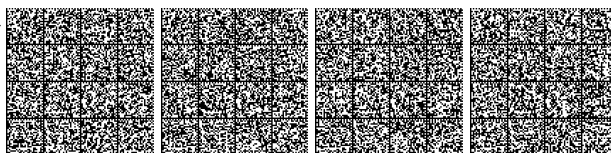
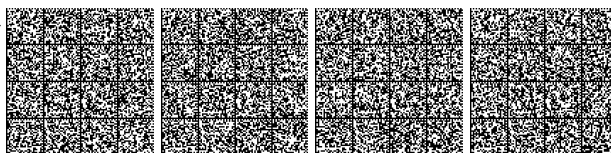



Tabella 1: Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (valori espressi in euro)

Consumo annuo (kWh)	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione di residenza	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione non di residenza	Cliente con potenza impegnata 4,5 kW
1.200	168,45	261,40	282,67
2.700	385,80	498,84	520,11
3.500	566,23	669,04	690,31
4.500	795,99	885,48	906,74
7.500	1.683,75	1.708,20	1.729,46

Spesa annua calcolata sulla base dei corrispettivi aggiornati al 3° trimestre 2009

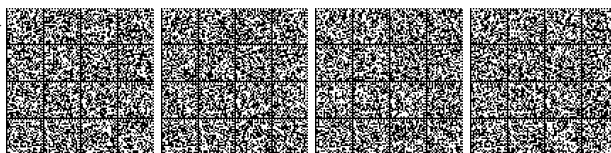
09A09900

DELIBERAZIONE 2 luglio 2009.

Disposizioni in materia di erogazione in acconto dell'ammontare di perequazione specifica aziendale per gli anni 2008, 2009, 2010 e 2011 di cui alla deliberazione 29 dicembre 2007 n. 348/07. (Deliberazione ARG/elt 87/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 2 luglio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2001, n. 310/01;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04;
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04 (di seguito: deliberazione n. 96/04);
- l'Allegato A alla deliberazione n. 96/04 recante "Modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo Integrato";
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2005, n. 115/05;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 202/06;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07;
- la deliberazione dell'Autorità 15 febbraio 2007, n. 30/07;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2007, n. 109/07
- la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2007, n. 136/07;
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007, n. 316/07 (di seguito: deliberazione n. 316/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07) come s.m.i.;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura dell'energia

elettrica – Periodo di regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione n. 348/07 (di seguito:Testo integrato);

- la deliberazione dell'Autorità 4 febbraio 2008, ARG/elt 8/08;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, ARG/elt 21/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008, ARG/elt 54/08;
- la deliberazione dell'Autorità 20 maggio 2008, ARG/elt 62/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 62/08);
- la deliberazione dell'Autorità 11 settembre 2008, ARG/elt 121/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/elt, 196/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 196/08;
- deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2009, ARG/elt 14/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 14/09);
- la comunicazione del 17 giugno 2009 della Cassa conguaglio per il settore elettrico contenente i risultati definitivi della perequazione generale relativo all'anno 2006 (prot. Autorità 034735 del 19 giugno 2009).

Considerato che:

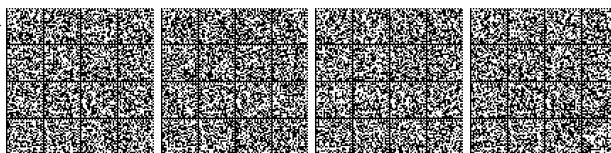
- la deliberazione n. 96/04 ha dettato le modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale (di seguito PSA) volto a garantire la copertura degli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari non coperti dai meccanismi di perequazione generale;
- sono state chiuse le partite relative ai meccanismi di perequazione generale, relativamente al servizio di distribuzione, per l'anno 2004, 2005 e 2006 e sono in corso le attività inerenti le medesime partite relative all'anno 2007;
- la deliberazione ARG/elt 62/08 ha stabilito disposizioni in materia di erogazione dell'anticipazione dell'ammontare di PSA per gli anni 2005, 2006 e 2007;
- la deliberazione ARG/elt 196/08 e la deliberazione ARG/elt 14/09 hanno previsto l'aggiornamento del valore del fattore di correzione specifico aziendale (di seguito: fattore *Csa*) dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione secondo le disposizioni di cui alla deliberazione n. 316/07, relativo alle società Acea S.p.A., AEM Elettricità S.p.A., ASM Distribuzione elettricità s.r.l., Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG, Deval S.p.A., Amaie Sanremo S.p.A. e ASSEM Sp.A. di San Severino Marche per gli anni 2005 e 2006;
- sono in corso di definizione le attività istruttorie relative all'aggiornamento del fattore *Csa* delle imprese di cui al precedente considerato, per l'anno 2007;
- sono tuttora in corso di definizione le attività istruttorie relative alle istanze di PSA presentate da un ulteriore insieme di imprese per l'anno 2004;
- la deliberazione n. 348/07 ha esteso il regime di PSA al periodo di regolazione 2008 – 2011 per le imprese ammesse alla medesima perequazione per il periodo di regolazione 2004 – 2007;
- il paragrafo 42.6 del Testo integrato prevede che l'aggiornamento del fattore *Csa* per il periodo 2008-2011 venga effettuato sulla base di dati messi a disposizione dalle imprese secondo moduli pubblicati dalla Direzione tariffe e che, alla data attuale, tali moduli non sono stati ancora pubblicati;

- la componente tariffaria UC3 è fissata tenendo conto della necessità di gettito per PSA, valutata sulla base degli importi già riconosciuti;
- è stato recentemente comunicato alle imprese interessate l'ammontare di ricavo ammesso perequato per l'anno 2006, necessario per la quantificazione definitiva dell'ammontare di PSA relativa al medesimo anno.

Ritenuto opportuno:

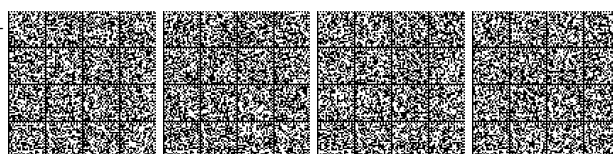
- disporre che, a titolo di anticipazione e salvo conguaglio, la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) corrisponda, alle imprese distributrici per le quali l'Autorità ha fissato il fattore *Csa* per l'anno 2004, gli importi relativi alla perequazione specifica aziendale per gli anni 2008, 2009, 2010 e 2011;
- disporre che, gli importi spettanti a titolo di anticipazione per l'anno 2008 siano corrisposti entro il 31 luglio 2009 e siano pari all'80% delle somme di PSA riconosciute a titolo definitivo per l'anno 2006;
- disporre che, gli importi spettanti a titolo di anticipazione per gli anni 2009, 2010 e 2011 siano corrisposti entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello cui l'anticipazione si riferisce e siano pari all'80% delle più recenti somme di PSA che saranno state riconosciute a titolo definitivo al momento della corresponsione;
- disporre che, per le imprese di distribuzione per le quali il fattore *Csa* per l'anno 2004 verrà fissato con deliberazione successiva alla presente deliberazione, la Cassa corrisponda le eventuali anticipazioni arretrate entro 90 giorni dalla fissazione dei rispettivi fattori *Csa*

DELIBERA

1. di disporre che la Cassa corrisponda, alle imprese distributrici per le quali l'Autorità ha fissato il fattore *Csa* per l'anno 2004, importi erogati a titolo di anticipazione, salvo conguaglio, relativi alla PSA per gli anni 2008, 2009, 2010 e 2011;
2. di disporre che gli importi di cui al punto 1 per l'anno 2008 vengano determinati nella misura dell'80% delle somme di PSA riconosciute a titolo definitivo per l'anno 2006 e corrisposti alle imprese beneficiarie entro il 31 luglio 2009;
3. di disporre che gli importi di cui al punto 1 per gli anni 2009, 2010 e 2011 vengano determinati nella misura dell'80% delle più recenti somme di PSA che saranno state riconosciute a titolo definitivo al momento della corresponsione e siano corrisposti alle imprese beneficiarie entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello cui l'anticipazione si riferisce;
4. di disporre che alle imprese di distribuzione per le quali il fattore *Csa* per l'anno 2004 sarà fissato con deliberazione successiva alla presente, la Cassa corrisponda gli importi relativi alle anticipazioni di cui ai precedenti punti 2 e 3, già dovute, entro 90 giorni dalla fissazione del medesimo fattore *Csa*;
5. di comunicare il presente provvedimento alla Cassa;

6. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dal giorno della sua prima pubblicazione.

Milano, 2 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

09A09901

DELIBERAZIONE 7 luglio 2009.

Applicazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 febbraio 1999, n. 27/99, 19 marzo 2002, n.42/02, e 3 agosto 2006, n. 188/06, per le unità di produzione non abilitate, in caso di vincoli di produzione imposta ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. (Deliberazione ARG/elt 90/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 7 luglio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: dPR n. 445/00);
- la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 11 febbraio 2004, n. 2004/8/CE, in materia di cogenerazione (di seguito: direttiva 2004/8/CE);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07, recante attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: Cip) 29 aprile 1992, n. 6, come modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 settembre 1992;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 25 febbraio 1999, n. 27/99 (di seguito deliberazione n. 27/99);
- la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata ed integrata e la relativa relazione tecnica (di seguito: deliberazione n. 42/02);
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04 (di seguito: deliberazione n. 60/04);
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2004, n. 215/04 (di seguito: deliberazione n. 215/04);

- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 296/05;
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificata ed integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2006, n. 188/06 (di seguito: deliberazione n. 188/06);
- la deliberazione dell'Autorità 6 dicembre 2007, n. 307/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 351/07, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 351/07);
- il Codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete);
- la lettera del Gestore dei servizi elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) del 17 marzo 2009, prot. n. GSE/P20090019470 (di seguito: lettera del 17 marzo 2009);
- la lettera di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 26 giugno 2009, prot. n. TE/P20090008441 (di seguito: lettera del 26 giugno 2009).

Considerato che:

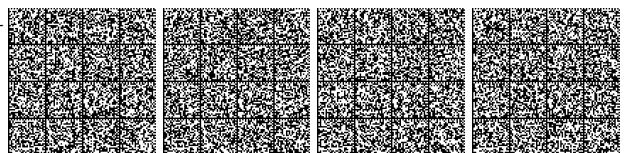
- Terna:
  a) ai sensi del paragrafo 3.7.2.6 del Capitolo 3 (gestione, esercizio e manutenzione della rete) del Codice di rete, nel predisporre i piani delle indisponibilità, valuta, tra l'altro, i vincoli di produzione e di limitazione al prelievo, associati alle indisponibilità dandone contestualmente comunicazione agli Utenti interessati;
  b) ai sensi del paragrafo 4.10.9.2 del Capitolo 4 (regole per il dispacciamento) del Codice di rete, può modificare in tempo reale i programmi d'immissione anche di unità non abilitate qualora esigenze di sicurezza della rete lo richiedano, ad esempio per la presenza di congestioni di rete locali, e non possano essere utilizzate allo stesso scopo unità abilitate al bilanciamento;
- il paragrafo 4.7.2 delle regole per il dispacciamento stabilisce, tra l'altro, che nella formulazione delle offerte sul Mercato dell'energia, l'utente del dispacciamento (di seguito: UdD) è sottoposto ai vincoli di produzione provenienti dai piani d'indisponibilità di elementi di rete;
- con la deliberazione n. 351/07, l'Autorità ha definito i criteri per la determinazione della remunerazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica e la definizione di meccanismi di premi e penalità per Terna nell'esercizio della medesima attività; e che, in particolare, all'articolo 5bis, ha definito i criteri per la determinazione dei premi e delle penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento;
- alcune società di produzione di energia elettrica titolari di impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore o di convenzioni Cip 6 hanno rappresentato all'Autorità che Terna, ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, impone vincoli di mantenimento dei livelli di produzione di energia elettrica (di seguito: vincoli di produzione imposta) che, in alcuni casi, imponendo un maggior utilizzo di combustibili fossili commerciali o incrementi della produzione di energia elettrica rispetto a quella termica, potrebbero comportare il mancato rispetto delle condizioni previste dalle deliberazioni n. 27/99, n. 42/02 e n. 188/06, per cause indipendenti dalla volontà del produttore;

- il GSE, con lettera del 17 marzo 2009, in qualità di UdD per le unità di produzione Cip 6, ha evidenziato che Terna comunica:
  a) al GSE, in qualità di UdD delle unità di produzione Cip 6, i suddetti vincoli di produzione (su base annuale e mensile a settimana scorrevole) evidenziando, tra l'altro, anche la necessità di mantenere in produzione alcune delle unità di produzione non abilitate al bilanciamento per determinati periodi dell'anno (vincoli di produzione imposta);
  b) via fax ai titolari degli impianti le suddette variazioni dei programmi di immissione;
- Terna, con lettera del 26 giugno 2009, ha precisato che i vincoli di produzione imposta, nel caso delle unità di produzione di cui al presente provvedimento, sono stabiliti ai sensi del paragrafo 4.10.9.2 del Codice di rete al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete.

Ritenuto opportuno:

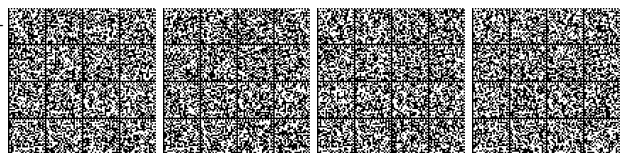
- prevedere che, ai fini dell'applicazione delle deliberazioni n. 27/99, n. 42/02 e n. 188/06, nel caso di unità di produzione non abilitate alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica, sia possibile escludere il periodo a cui sono riferiti i vincoli di produzione imposta ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, in quanto tali vincoli sono indipendenti dalla volontà del produttore

DELIBERA

1. il presente provvedimento si applica nel caso di unità di produzione Cip 6 e/o di unità con produzione combinata di energia elettrica e calore non abilitate alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica, per le quali Terna ha definito vincoli di produzione imposta ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale;
2. Terna, qualora abbia stabilito vincoli di produzione imposta ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, entro il 31 gennaio di ciascun anno, è tenuta a trasmettere al produttore, all'utente del dispacciamento, al GSE e all'Autorità, un registro dei vincoli di produzione imposta per ciascuna unità di produzione interessata da cui si evincano, con riferimento all'anno precedente, la data e l'ora di inizio e la data e l'ora di fine di ciascun vincolo, l'entità dei vincoli di produzione imposta, nonché le motivazioni del medesimo vincolo. Tali motivazioni devono evidenziare le esigenze di sicurezza della rete per cui i vincoli di produzione imposta si sono resi necessari con riferimento all'unità interessata. Qualora Terna imponga ulteriori vincoli ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, la medesima Terna è tenuta a trasmettere all'Autorità un registro contenente informazioni analoghe a quelle sopra indicate riferite a tali ulteriori vincoli.
3. il produttore responsabile di un'unità di produzione di cui al punto 1, ai fini dell'applicazione della deliberazione n. 27/99 e/o n. 42/02 e/o n. 188/06, può

escludere il periodo in cui Terna ha stabilito vincoli di produzione imposta ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale. In particolare:

a) ai fini dell'applicazione della deliberazione n. 27/99, il produttore trasmette all'Autorità e, per conoscenza, alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e al GSE:
   - copia del registro di cui al punto 2;
   - la dichiarazione, ai sensi dell'articolo 1, commi 1 e 2, della medesima deliberazione, con il valore dell'indice Ien determinato escludendo il periodo in cui Terna ha stabilito vincoli di produzione imposta;
   - una dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà redatta ai sensi del dPR n. 445/00 contenente i dati dell'energia elettrica lorda e netta prodotta, dell'energia termica utile prodotta e dell'energia primaria immessa nell'unità di produzione, incluse le quantità e le caratteristiche dei combustibili utilizzati, nel periodo a cui è riferito il vincolo di produzione imposta. Tali dati devono essere determinati coerentemente con quanto previsto dalle deliberazioni n. 27/99 e n. 215/04 (per la parte relativa agli impianti Cip 6) e dal provvedimento Cip n. 6/92;
   - ogni altro elemento ritenuto utile al fine di attestare la veridicità dei dati di cui sopra.

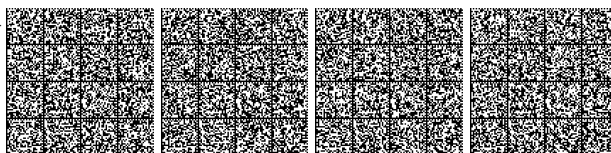
b) ai fini dell'applicazione della deliberazione n. 42/02, il produttore trasmette al GSE, e per conoscenza, all'Autorità:
   - copia del registro di cui al punto 2;
   - la dichiarazione, ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della medesima deliberazione, con i valori degli indici IRE ed LT determinati escludendo il periodo in cui Terna ha stabilito vincoli di produzione imposta. Tale periodo è da intendersi come addizionale ed indipendente da quanto previsto dall'articolo 2, comma 2.4, della deliberazione n. 42/02;
   - una dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà redatta ai sensi del dPR n. 445/00 contenente i dati dell'energia elettrica lorda e netta prodotta, dell'energia termica utile prodotta e dell'energia primaria immessa nell'unità di produzione, incluse le quantità e le caratteristiche dei combustibili utilizzati, nel periodo a cui è riferito il vincolo di produzione imposta. Tali dati devono essere determinati coerentemente con quanto previsto dalle deliberazioni n. 42/02 e n. 215/04 (per la parte relativa alla deliberazione n. 42/02);
   - ogni altro elemento ritenuto utile al fine di attestare la veridicità dei dati di cui sopra.

c) ai fini dell'applicazione della deliberazione n. 188/06, il produttore trasmette al GSE, e per conoscenza, all'Autorità:
   - copia del registro di cui al punto 2;
   - le quantità e le energie primarie associate a tutti i combustibili utilizzati nel corso dell'anno precedente, definite ai sensi dell'articolo 3, comma 3.3, dell'Allegato A alla medesima deliberazione, escludendo il periodo in cui Terna ha stabilito vincoli di produzione imposta;
   - una dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà redatta ai sensi del dPR n. 445/00 contenente i dati dell'energia primaria immessa nell'unità di produzione, incluse le quantità e le caratteristiche dei combustibili utilizzati, nel periodo a cui è riferito il vincolo di produzione imposta. Tali dati

devono essere determinati coerentemente con quanto previsto dalla deliberazione n. 188/06;
- ogni altro elemento ritenuto utile al fine di attestare la veridicità dei dati di cui sopra.

4. il GSE e l’Autorità, nell’ambito delle rispettive competenze, valutano le istanze e le dichiarazioni pervenute ai sensi del presente provvedimento, richiedendo, ove necessario elementi integrativi. La veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi viene accertata, ove necessario, attraverso sopralluoghi effettuati dall’Autorità, anche avvalendosi della Cassa Conguaglio per il settore elettrico ai sensi della deliberazione n. 60/04, oltre che della collaborazione di altri enti o istituti di certificazione.
5. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore alla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 7 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

09A09902

DELIBERAZIONE 7 luglio 2009.

Remunerazione dell'energia elettrica immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi in assenza del contratto per il servizio di dispacciamento in immissione. (Deliberazione ARG/elt 91/09).

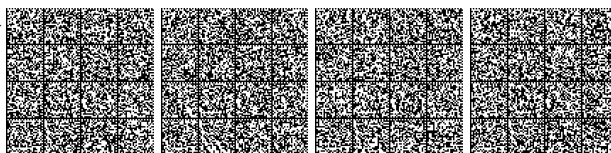
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

Nella riunione del 7 luglio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 febbraio 2005, n. 34/05, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 34/05);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 278/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 280/07);
- l'Allegato A della deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011" (di seguito: Testo Integrato Trasporto);
- la lettera inviata dalla società Gestore dei servizi elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) in data 10 giugno 2009, prot. n. GSE/P20090044848 (di seguito: lettera 10 giugno 2009).

Considerato che:

- l'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e il comma 41 della legge n. 239/04 hanno previsto la possibilità che:
  a) l'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;

b) l’energia elettrica prodotta dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest’ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
c) le eccedenze prodotte dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza non inferiore a 10 MVA purché nella titolarità di un autoproduttore,

possano essere ritirate dal gestore della rete a cui l’impianto è collegato secondo modalità definite dall’Autorità facendo riferimento a condizioni economiche di mercato (di seguito: ritiro dedicato);

- l’Autorità ha inizialmente regolato il ritiro dedicato con la deliberazione n. 34/05, vigente dall’1 luglio 2005 al 31 dicembre 2007;
- tale deliberazione prevedeva, tra l’altro, che:
  a) il soggetto che effettuava commercialmente il ritiro dedicato fosse il gestore di rete cui l’impianto è connesso;
  b) il servizio di dispacciamento in immissione e il servizio di trasporto per l’energia elettrica immessa fosse erogato direttamente al soggetto produttore (o al soggetto che effettuava il ritiro nel caso in cui il produttore avesse scelto di avvalersi di tale soggetto anche per l’accesso ai servizi di sistema);
  c) l’operatore di mercato cedente, cioè il soggetto che collocava l’energia elettrica sul mercato, fosse sempre il gestore di rete.
- la cessione dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e del comma 41 delle legge n. 239/04 è alternativa ad altre possibilità di cessione e consegue ad una libera scelta del produttore; e che, pertanto, era necessario che il produttore medesimo, qualora avesse voluto avvalersene, presentasse un’esplicita richiesta al gestore di rete cui l’impianto è collegato;
- l’articolo 11 dello schema di convenzione allegato alla deliberazione n. 34/05 prevedeva che il ritiro dell’energia elettrica decorresse dal primo giorno del mese successivo a quello in cui l’istanza del produttore perveniva al gestore di rete competente, ovvero dal primo giorno successivo a quello di scadenza di una delle convenzioni pluriennali richiamate dall’articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03;
- nel primo periodo di efficacia delle disposizioni sopra illustrate, si sono riscontrati numerosi casi di immissione in rete di energia elettrica in assenza del contratto di dispacciamento a causa di ritardi nel completamento dell’istanza per l’ammissione al ritiro dedicato;
- a fronte di tali situazioni, e in considerazione del forte impatto dell’innovazione introdotta dal decreto legislativo n. 387/03 e dalla legge n. 239/04, l’Autorità, sentiti i principali soggetti coinvolti ha ritenuto ammissibile che, solo per il primo anno di applicazione della deliberazione n. 34/05 (fino al 30 giugno 2006), la regolazione delle partite economiche relative all’energia elettrica oggetto del ritiro dedicato potesse avvenire anche quando la richiesta da parte del produttore fosse pervenuta al gestore di rete competente in ritardo rispetto alla data di inizio effettivo del ritiro dell’energia.

Considerato che:

- l'Autorità, con la deliberazione n. 280/07, ha definito nuove modalità per il ritiro dedicato a far data dall'1 gennaio 2008, tenendo conto delle variazioni intervenute nel quadro normativo e nell'assetto del settore elettrico;
- in particolare, tale deliberazione prevede che:
  a) il soggetto che effettua commercialmente il ritiro dedicato sia il GSE;
  b) il servizio di dispacciamento in immissione e il servizio di trasporto per l'energia elettrica immessa sia erogato al GSE;
  c) l'operatore di mercato cedente, cioè il soggetto che colloca l'energia elettrica sul mercato, sia il GSE;
  d) il produttore stipuli una convenzione con il GSE comprensiva della cessione dell'energia elettrica, del trasporto e del dispacciamento;
- l'articolo 3, comma 3.5, della deliberazione n. 280/07 ha previsto che il ritiro dedicato potesse avere inizio a decorrere dal decimo giorno successivo a quello in cui è inoltrata al GSE l'istanza;
- l'entrata in vigore della deliberazione n. 280/07 ha comportato la necessità, da parte dei produttori, di presentare una nuova istanza al GSE per il ritiro dedicato e di siglare una nuova convenzione con il GSE di carattere annuale tacitamente rinnovabile;
- nel primo periodo di efficacia delle disposizioni sopra illustrate, si sono riscontrati numerosi casi di immissione in rete di energia elettrica in assenza del contratto di dispacciamento a causa di ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al ritiro dedicato;
- a fronte di tali situazioni, e in considerazione delle modifiche regolatorie intervenute per effetto del passaggio dalla deliberazione n. 34/05 alla deliberazione n. 280/07, è stata ammessa la possibilità che i produttori potessero richiedere al GSE l'ammissione al ritiro dedicato fino al 30 aprile 2008 (poi posticipato al 31 maggio 2008), con effetti a decorrere dall'1 gennaio 2008; e che successivamente, sarebbe venuta meno la possibilità di riconoscere retroattivamente al produttore quanto immesso in rete nel periodo precedente all'attivazione dell'istanza di ritiro dedicato;
- con la lettera del 10 giugno 2009, il GSE ha rappresentato all'Autorità che anche dopo il 31 maggio 2008 si sono riscontrati numerosi casi di immissione in rete di energia elettrica in assenza del contratto di dispacciamento a causa di ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al ritiro dedicato;
- dalle segnalazioni trasmesse da parte dei produttori interessati emerge che, in alcuni casi, l'impossibilità di presentare e/o completare l'istanza di ammissione al regime di ritiro dedicato secondo le condizioni di cui all'articolo 3, comma 3.5, della deliberazione n. 280/07, ovvero l'impossibilità di concludere un regolare contratto di dispacciamento in immissione è derivata da cause indipendenti dalla volontà del produttore.

Considerato che:

- ai sensi della regolazione precedentemente richiamata e di quella attualmente in vigore, non è possibile vendere l'energia elettrica immessa in rete nel caso in cui non sia associata ad alcun contratto di dispacciamento in immissione, ancorché tale energia sia correttamente misurata;

- l'energia elettrica immessa in rete, seppur non associata ad alcun contratto di dispacciamento, viene comunque utilizzata da Terna nell'ambito del servizio di dispacciamento;
- in assenza del contratto di dispacciamento in immissione non è possibile effettuare i programmi di immissione previsti dalla deliberazione n. 111/06 e, pertanto, il valore associato all'energia elettrica di cui ai precedenti alinea risulta pari al corrispettivo di sbilanciamento effettivo previsto dall'articolo 40 della deliberazione n. 111/06.

Ritenuto opportuno prevedere che:

- le condizioni di cui al precedente alinea vengano applicate nei soli casi in cui l'energia elettrica sia stata immessa in assenza di un contratto di dispacciamento a causa di ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al ritiro dedicato;
- la regolazione economica dell'energia elettrica immessa in rete in assenza di un contratto di dispacciamento sia possibile su istanza da parte del produttore interessato e che tale istanza sia presentata:
  a) a Terna, nel caso di impianti per i quali sono stati riscontrati ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 34/05, per tutto il periodo in cui l'energia elettrica è stata immessa in rete in assenza del contratto di dispacciamento;
  b) al GSE, nel caso di impianti per i quali sono stati riscontrati ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 280/07, per tutto il periodo in cui l'energia elettrica è stata immessa in rete in assenza del contratto di dispacciamento;
- il presente provvedimento sia applicato previa verifica, rispettivamente da parte di Terna e del GSE, che tale energia elettrica non sia già stata inclusa in altri contratti di cessione operanti sul libero mercato e in altri contratti di dispacciamento;
- nel caso di ricomprensione nel regime di ritiro dedicato di cui alla deliberazione n. 34/05:
  a) la vendita dell'energia elettrica immessa in rete non associata ad un contratto di dispacciamento sia regolata direttamente da Terna con il produttore, limitatamente al periodo di vigenza della medesima deliberazione n. 34/05;
  b) il prezzo di vendita dell'energia elettrica immessa in rete in assenza di un contratto di dispacciamento sia pari al prezzo di cessione di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 34/05.
- nel caso di ricomprensione nel regime di ritiro dedicato di cui alla deliberazione n. 280/07:
  a) la vendita dell'energia elettrica immessa in rete non associata ad un contratto di dispacciamento sia regolata dal GSE con il produttore;
  b) il GSE applichi, nei confronti del produttore, le medesime modalità previste dalla deliberazione n. 280/07, ad eccezione del prezzo di vendita dell'energia elettrica;
  c) il prezzo di vendita dell'energia elettrica sia pari:
     - al prezzo zonale orario di mercato, come previsto dall'articolo 6 della deliberazione n. 280/07, nei casi in cui l'impossibilità di presentare e/o completare l'istanza di ammissione al regime di ritiro dedicato secondo le condizioni di cui all'articolo 3, comma 3.5, della deliberazione n. 280/07, ovvero l'impossibilità di concludere un regolare contratto di dispacciamento

in immissione sia derivata da cause indipendenti dalla volontà del produttore;
- in tutti gli altri casi, al prezzo di sbilanciamento di cui all'articolo 40, comma 40.5, lettera a), della deliberazione n. 111/06;

d) il GSE applichi, nei confronti del sistema elettrico, le medesime modalità previste dalla deliberazione n. 280/07; e che, pertanto, tutta l'energia elettrica ricompresa nel regime di ritiro dedicato di cui alla deliberazione n. 280/07 sia valorizzata, nei confronti del sistema elettrico, al corrispettivo di sbilanciamento effettivo, come definito dall'articolo 40 della deliberazione n. 111/06;
e) l'eventuale differenza tra costi e ricavi derivanti al GSE sia posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto

DELIBERA

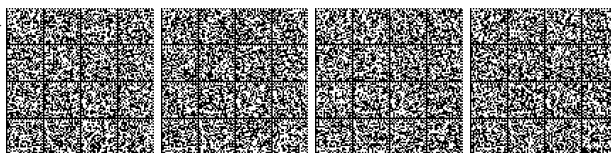
TITOLO I
RICOMPRENSIONE NEL REGIME DI RITIRO DEDICATO DI CUI ALLA DELIBERAZIONE N. 34/05

Articolo 1
Condizioni per la ricomprensione nel regime di ritiro dedicato di cui alla deliberazione n. 34/05

1.1 I produttori, nel caso di impianti aventi diritto al regime di ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 34/05 che hanno immesso energia elettrica in assenza del contratto di dispacciamento, possono richiedere la ricomprensione nel ritiro dedicato per l'energia elettrica ritirata dai gestori di rete nel periodo di mancanza del predetto contratto, applicando le condizioni stabilite dal presente articolo.

1.2 I produttori interessati sono tenuti a presentare un'istanza a Terna al fine della ricomprensione nel regime di ritiro dedicato. L'istanza deve essere trasmessa a Terna entro il 31 ottobre 2009, pena decadenza, e deve indicare:
   a) il periodo (indicando ora e giorno iniziali e ora e giorno finali) per cui si chiede la ricomprensione; tale periodo non può iniziare prima della data di applicazione della deliberazione n. 34/05, come definita all'articolo 10, comma 10.1, della medesima deliberazione;
   b) la quantità di energia elettrica oggetto di ricomprensione per ciascuna ora del periodo di cui alla lettera a). Nel caso in cui non siano disponibili i dati orari, viene indicata la quantità complessiva di energia elettrica oggetto di ricomprensione.

   All'istanza deve essere allegata copia della richiesta di ritiro dell'energia elettrica ai sensi della deliberazione n. 34/05 presentata, prima del 31 dicembre 2007, al gestore di rete a cui l'impianto è collegato e copia della convenzione siglata con il medesimo gestore di rete.

1.3 Terna, sulla base di informazioni fornite dalle imprese distributrici, verifica che:

a) i dati trasmessi dal produttore ai sensi del precedente comma 1.2 siano corretti;
b) l'energia elettrica oggetto dell'istanza di cui al precedente comma 1.1 non sia stata associata ad altri contratti di dispacciamento.

Articolo 2

Prezzo di vendita dell'energia elettrica ritirata dai gestori di rete e non associata ad un contratto di dispacciamento

2.1 Qualora la verifica di cui al comma 1.3 abbia esito positivo Terna riconosce al produttore un corrispettivo pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica ritirata dai gestori di rete in assenza di un contratto di dispacciamento e il prezzo di cessione di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 34/05.
2.2 Qualora non sia disponibile il dato di misura orario, l'energia elettrica ritirata dai gestori di rete è ripartita in ciascuna ora conformemente a quanto previsto dalla deliberazione n. 278/07.

Articolo 3

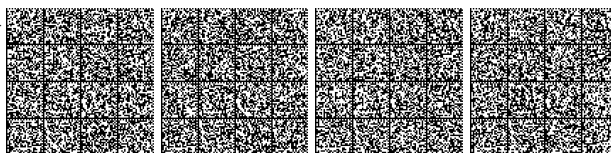
Ulteriori disposizioni per Terna

3.1 Terna pone gli oneri di cui al comma 2.1 a carico del corrispettivo di cui all'articolo 44, comma 44.3, della deliberazione n. 111/06, in un periodo non inferiore a tre mesi.

TITOLO II
RICOMPRENSIONE NEL REGIME DI RITIRO DEDICATO DI CUI ALLA DELIBERAZIONE N. 280/07

Articolo 4

Condizioni per la ricomprensione nel regime di ritiro dedicato di cui alla deliberazione n. 280/07

4.1 I produttori, nel caso di impianti aventi diritto al regime di ritiro dedicato che hanno immesso energia elettrica in assenza del contratto di dispacciamento, possono richiedere la ricomprensione nel ritiro dedicato per il periodo di mancanza del predetto contratto alle condizioni stabilite dal presente articolo.
4.2 La richiesta di ricomprensione nel regime di ritiro dedicato può essere presentata una sola volta nei soli casi in cui l'energia elettrica sia stata immessa in assenza di un contratto di dispacciamento a causa di ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al ritiro dedicato.
4.3 I produttori interessati sono tenuti a presentare un'istanza al GSE al fine della ricomprensione nel regime di ritiro dedicato. L'istanza deve indicare:
a) il periodo (indicando ora e giorno iniziali e ora e giorno finali) per cui si chiede la ricomprensione; tale periodo non può iniziare prima dell'1 gennaio 2008, data di efficacia della deliberazione n. 280/07;

b) le eventuali cause, opportunamente documentate, indipendenti dalla propria volontà che hanno comportato l'impossibilità di presentare e/o completare l'istanza di ammissione al regime di ritiro dedicato secondo le condizioni di cui all'articolo 3, comma 3.5, della deliberazione n. 280/07, ovvero l'impossibilità di concludere un regolare contratto di dispacciamento in immissione;

c) la quantità di energia elettrica oggetto di ricomprensione. Nel caso in cui non siano disponibili i dati orari, viene indicata la quantità complessiva di energia elettrica oggetto di ricomprensione.

4.4 Il GSE, sulla base di informazioni fornite da Terna e/o dalle imprese distributrici, verifica che:

a) i dati trasmessi dal produttore ai sensi del comma 4.3 siano corretti;

b) l'energia elettrica oggetto dell'istanza di cui al precedente comma 4.1 non sia mai stata oggetto di regolazione nell'ambito di alcun contratto di dispacciamento.

Ai fini della verifica delle condizioni di cui al comma 4.3, lettera b), il GSE assume come uniche condizioni valide l'indisponibilità, per cause indipendenti dal produttore, di elementi necessari alla presentazione dell'istanza.

Articolo 5

Prezzo di vendita dell'energia elettrica non associata ad un contratto di dispacciamento

5.1 Qualora la verifica di cui al comma 4.4 abbia esito positivo, il GSE:

a) riconosce al produttore un corrispettivo pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa in rete in assenza di un contratto di dispacciamento e i prezzi di cui al comma 5.2. A tal fine l'energia elettrica immessa è definita dall'articolo 1, comma 1.1, lettera c), della deliberazione n. 280/07;

b) applica i corrispettivi di cui all'articolo 4, comma 4.2, lettere b), c) ed e), della deliberazione n. 280/07, secondo le modalità previste dalla medesima deliberazione.

5.2 Il prezzo dell'energia elettrica immessa e non associata ad un contratto di dispacciamento è pari:

a) qualora ricorrano le condizioni di cui all'articolo 4, comma 4.3, lettera b), al prezzo di cui all'articolo 6 della deliberazione n. 280/07;

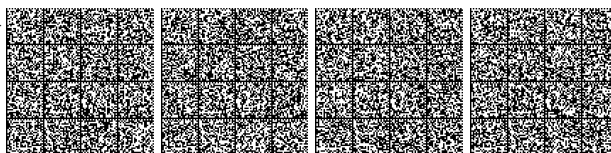
b) in tutti gli altri casi, al prezzo definito all'articolo 40, comma 40.5, lettera a), della deliberazione n. 111/06.

5.3 Qualora non sia disponibile il dato di misura orario, l'energia elettrica immessa è ripartita in ciascuna ora conformemente a quanto previsto dalla deliberazione n. 278/07.

Articolo 6

Disposizioni aggiuntive per GSE e per Terna

6.1 Il GSE, per l'energia elettrica oggetto del presente titolo:

a) opera in qualità di utente del dispacciamento, applicando le medesime modalità di cui alla deliberazione n. 111/06;

b) regola con Terna il corrispettivo per il servizio di trasmissione previsto dall'articolo 16, comma 16.1, del Testo Integrato Trasporto e regola con le imprese distributrici i corrispettivi per il servizio di trasporto previsti dall'articolo 13 del Testo Integrato Trasporto. A tal fine, le imprese distributrici riconoscono al GSE, anziché ai soggetti titolari degli impianti di produzione di energia elettrica, il corrispettivo previsto dall'articolo 13, comma 13.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

6.2 L'eventuale differenza tra i costi e i ricavi derivanti al GSE in applicazione del Titolo II è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

TITOLO III
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 7
Obblighi informativi e disposizioni finali

7.1 Ai fini dell'attuazione del presente provvedimento, Terna e GSE operano, ove necessario, anche in relazione alla numerosità dei casi, sulla base di una procedura opportunamente definita e trasmessa all'Autorità.

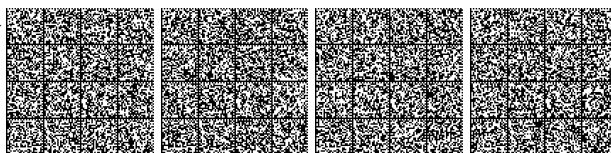
7.2 Terna trasmette all'Autorità l'elenco dei produttori per i quali sono stati erogati i corrispettivi di cui al Titolo I e una sintesi delle risultanze economiche dell'applicazione del presente provvedimento.

7.3 Il GSE trasmette all'Autorità l'elenco dei produttori per i quali sono stati erogati i corrispettivi di cui al Titolo II e una sintesi delle risultanze economiche dell'applicazione del presente provvedimento.

7.4 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 7 luglio 2009

Il presidente: Ortis

09A09903

DELIBERAZIONE 30 giugno 2009.

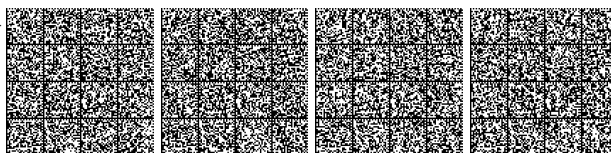
Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2009 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. (Deliberazione ARG/com 80/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

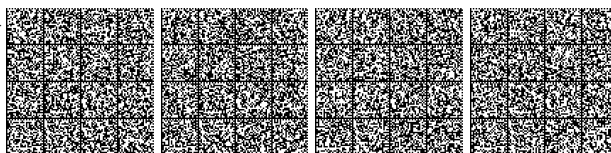
Nella riunione del 30 giugno 2009

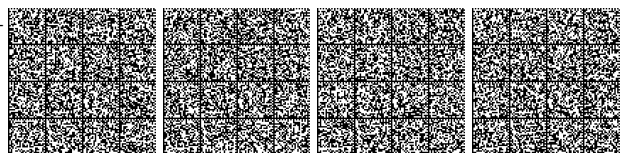
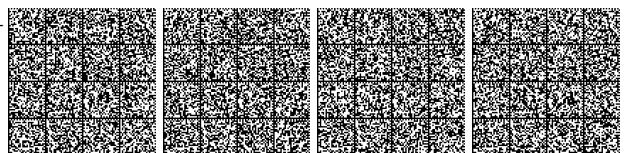
Visti:

- il Trattato dell'Unione Europea, nella versione consolidata 2002/C325/01;
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 di conversione, con modifiche, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge n. 244/07);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare 18 dicembre 2008 (di seguito: decreto 18 dicembre 2008);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 23 dicembre 2002, n. 227/02 (di seguito: deliberazione n. 227/02);
- la delibera dell'Autorità 1 luglio 2003, n. 75/03 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, 34/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06, come successivamente modificata e integrata;

- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2007, n. 45/07 (di seguito: deliberazione n. 45/07);
- la deliberazione dell'Autorità 13 giugno 2007, n. 135/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2007, n. 205/07;
- la deliberazione dell'Autorità 8 ottobre 2007, n. 255/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 38/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 38/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/elt 47/08);
- la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08;
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 80/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2008, ARG/elt 138/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG), approvato con deliberazione ARG/gas 159/08 (di seguito: RTDG)
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 188/08);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 190/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 191/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 191/08);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08;
- la deliberazione dell'Autorità 13 gennaio 2009, ARG/elt 1/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 1/09);
- la deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 2009, ARG/gas 20/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 20/09);
- la deliberazione dell'Autorità 9 marzo 2009, ARG/elt 26/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 26/09);
- la deliberazione dell'Autorità 16 marzo 2009, ARG/gas 29/09;

- la deliberazione dell'Autorità 16 marzo 2009, ARG/elt 30/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/com 36/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 36/09);
- la deliberazione dell'Autorità 1 aprile 2009, ARG/elt 45/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 45/09);
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2009, ARG/elt 46/09;
- la deliberazione dell'Autorità 28 aprile 2009, ARG/elt 50/09;
- la deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2009, ARG/gas 54/09;
- la deliberazione dell'Autorità 12 maggio 2009, ARG/elt 58/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 58/09);
- il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), approvato con la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2009, ARG/elt 65/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 65/09);
- la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2009, ARG/elt 66/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 66/09);
- la deliberazione dell'Autorità 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09;
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 3 marzo 2009, prot. n. TE/P20090002785, ricevuta dall'Autorità in data 9 marzo 2009, prot. n. 10915 (di seguito: comunicazione 3 marzo 2009);
- la comunicazione dell'Autorità a Terna dell'11 giugno 2009, prot. n. 33173;
- la comunicazione di Terna all'Autorità del 15 giugno 2009, prot. n. TE/P20090007839, ricevuta dall'Autorità in data 18 giugno 2009, prot. n. 34595 (di seguito: comunicazione 15 giugno 2009);
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/elt 78/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09;
- le comunicazioni del Gestore Servizi Elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) del 29 maggio 2009, prot. P20090042848, ricevuta dall'Autorità in data 9 giugno 2009, prot. generale 32720 e del 15 giugno 2009, prot. P20090045903, ricevuta dall'Autorità in data 18 giugno 2009, prot. generale 34599;
- la sentenza n. 2300/07 del Tribunale Amministrativo della regione Lombardia (di seguito: Tar Lombardia);
- la sentenza la sentenza n. 4694/07 del Tar Lombardia;
- la sentenza n. 4695/07 del Tar Lombardia;
- la comunicazione congiunta del GSE e della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 10 giugno 2009, prot. P200945005, ricevuta dall'Autorità in data 25 giugno 2009, prot. generale 36119;
- la comunicazione della Cassa del 15 giugno 2009, prot. 1216, ricevuta dall'Autorità in data 18 giugno 2009, prot. generale 34597;

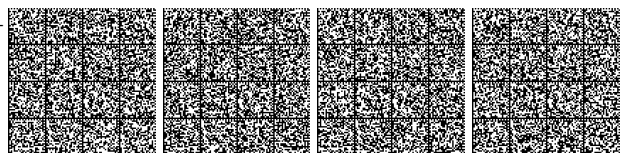
Considerato che, in relazione al settore elettrico:

- sulla base delle previsioni aggiornate fornite dal GSE e dalla Cassa, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 1, lettera b) del Testo Integrato, alimentato dalla componente A3 (di seguito: Conto

A3), in relazione alla competenza 2009 evidenzia un peggioramento rispetto al precedente trimestre con un disavanzo stimabile in oltre 200 milioni di euro;

- il disavanzo di cui sopra è prevalentemente riconducibile alla previsione:
    a) di aumento di alcuni oneri in capo al conto A3, tra cui gli oneri relativi agli incentivi per gli impianti fotovoltaici;
    b) di riduzione del gettito della componente tariffaria A3 a seguito della contrazione dei consumi di energia elettrica previsti nel 2009 rispetto all'anno precedente;
- nel corso del 2009, inoltre, il GSE dovrà far fronte a consistenti esborsi relativi al conguaglio della componente di costo evitato di combustibile (di seguito: CEC), di competenza del 2008, ma con effetti finanziari nel 2009;
- le prime previsioni per l'anno 2010 evidenziano una diminuzione degli oneri in capo al GSE relativamente all'acquisto dei certificati verdi invenduti, ma un aumento degli oneri relativi all'incentivazione degli impianti fotovoltaici;
- l'articolo 8, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 1/09 prevede che la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata, di cui all'articolo 2, lettera a), del decreto 18 dicembre 2008, e i ricavi derivanti al GSE dalla vendita della medesima energia elettrica è posta a carico del Conto A3;
- l'articolo 8, comma 2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 1/09 prevede che i costi relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, sostenuti dal GSE ai sensi dell'articolo 7 medesimo provvedimento, sono posti a carico del conto A3, previa comunicazione all'Autorità al fine della verifica da parte della medesima Autorità;
- l'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08 ha istituito, per il periodo 2009-2011, un meccanismo facoltativo di garanzia sul livello del ricavo riconosciuto al servizio di trasmissione (di seguito: meccanismo di garanzia);
- l'articolo 4, comma 2, della deliberazione ARG/elt 188/08, prevede che, in ciascun anno del periodo 2009-2011 qualora, rispetto ai volumi di energia elettrica presi a riferimento per la determinazione delle tariffe di trasmissione di cui al comma 13.1, lettera a) e 16.1 del Testo Integrato nell'anno medesimo, a consuntivo si registrino variazioni eccedenti, in più o in meno, la franchigia dello 0,5%, il maggiore o minore ricavo tariffario derivante dal superamento di detta franchigia è posto in capo al Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, di cui al comma 54.1, lettera h) del testo Integrato (di seguito: conto UC3);
- l'articolo 4, comma 4, della deliberazione ARG/elt 188/08 prevede che Terna, ai fini di accedere al meccanismo di garanzia, presenta specifica istanza all'Autorità entro il termine inderogabile del 31 marzo 2009;
- con comunicazione 3 marzo 2009 Terna ha presentato istanza per avvalersi del meccanismo di garanzia;
- con comunicazione 15 giugno 2003 Terna ha altresì fornito una stima aggiornata relativa all'anno 2009 dell'energia elettrica assoggettata ai corrispettivi di trasmissione;

- sulla base delle stime fornite da Terna di cui al precedente alinea, l'integrazione da riconoscere alla medesima società in applicazione del meccanismo di garanzia risulta pari a circa 70 milioni di euro;
- l'onere di cui al precedente alinea comporta un disavanzo economico di competenza del 2009 per il conto UC3, solo in parte compensato dalle disponibilità pregresse del medesimo Conto, come comunicate dalla Cassa;
- con le deliberazioni ARG/elt 26/09, ARG/elt 45/09, ARG/elt 58/09, ARG/elt 65/09 e ARG/elt 66/09 l'Autorità ha riconosciuto gli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: oneri CV) per l'anno 2004, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, alle società Enel Produzione S.p.A., Edipower S.p.A., Tirreno Power S.p.A., E.ON Produzione S.p.A, A2A Trading S.r.l. e A2A S.p.A., per un totale di circa 29,5 milioni di euro;
- i provvedimenti di cui al precedente alinea sono stati adottati in ottemperanza alla sentenza del Tar Lombardia n. 2300/07 e in parziale ottemperanza alle sentenze n. 4694/07 e n. 4695/07 del Tar Lombardia;
- l'Autorità ha presentato appello innanzi al Consiglio di Stato avverso alle sentenze n. 4694/07 e n. 4695/07 di cui al precedente alinea, limitatamente al preteso riconoscimento degli oneri CV riferiti all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato negli ultimi nove mesi dell'anno 2003 e nei primi tre mesi dell'anno 2004;
- gli appelli di cui al precedente alinea sono tuttora pendenti innanzi al Consiglio di Stato;
- sulla base delle informazioni fornite dalla Cassa, le disponibilità finanziarie del Conto oneri per certificati verdi, di cui al comma 54.1, lettera m), del Testo Integrato (di seguito: conto VE), alla data dell'8 giugno 2009, risultano pari a 25,46 milioni di euro;
- il conto VE era precedentemente alimentato dalla componente VE, istituita con deliberazione n. 227/02 e applicata ai clienti del mercato vincolato, e successivamente soppressa con il Testo Integrato;
- non si rilevano elementi di rilievo relativamente al fabbisogno degli altri conti di gestione presso la Cassa relativi al settore elettrico;
- il comma 74.4 del Testo integrato prevede che a ciascun cliente finale, ammesso a beneficiare di regimi tariffari speciali ai sensi delle disposizioni dei commi 74.1 e 74.2 del medesimo Testo integrato, sia versata una componente tariffaria compensativa calcolata ai sensi del medesimo comma 74.4 ed aggiornata in coerenza con le disposizioni di cui al comma 74.5 del Testo integrato;
- con deliberazione ARG/elt 47/08 l'Autorità ha introdotto disposizioni specifiche per la società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai fini del calcolo e dell'aggiornamento della componente compensativa di cui al comma 74.4 del Testo integrato;
- con deliberazione ARG/elt 1/09 l'Autorità ha dato attuazione all'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e all'articolo 20 del decreto 18 dicembre 2008 in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto;
- la Cassa ha richiesto all'Autorità un chiarimento in merito all'applicazione della deliberazione ARG/elt 47/08 ai fini del calcolo dell'elemento CE del corrispettivo di vendita della componente tariffaria compensativa di cui all'articolo 74.4 del TIT per la società Ferrovie dello Stato SpA;

- la formula di calcolo del corrispettivo CE di cui all'articolo 2, comma 4, della deliberazione ARG/elt 47/08 necessita della definizione dei diversi elementi che la compongono al fine della sua corretta applicazione e che due addendi che compaiono in tale formula sono definiti nel medesimo modo pur indicando medie pesate diverse di un identico corrispettivo;

Considerato che, in relazione al settore del gas:

- con deliberazione ARG/com 36/09, l'Autorità ha attivato la componente tariffaria φ, dimensionandola con l'obbiettivo di recuperare lo squilibrio evidenziatosi in relazione alla perequazione relativa al corrispettivo di trasporto unico regionale per l'anno termico 2007-2008, entro il mese di settembre 2009;
- l'articolo 35 della RTDG ha definito le componenti della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale;
- la RTDG ha istituito due nuove componenti:
  a) la componente tariffaria UG_1, destinata alla copertura degli oneri per eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
  b) la componente tariffaria *GS*, destinata alla copertura degli oneri del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- la RTDG ha inoltre riformato:
  a) la componente tariffaria *RE*, destinata alla copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
  b) la componente tariffaria *RS*, destinata alla copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas.

  prevedendo di esprimerle in centesimi di euro/standard metro cubo anziché in centesimi di euro/GJ;
- detti oneri sono posti a capo dei differenti "Conti di gestione" istituiti presso la Cassa, di cui al all'articolo 93, comma 1 della RTDG ed alimentati dal gettito rinveniente dall'applicazione di ogni singola componente;
- la deliberazione ARG/gas 20/09 ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di compensazioni per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici economicamente disagiati connessi alle reti di distribuzione; e che, sono in via di definizione le modalità applicative dell'ammontare della compensazione alla spesa sostenuta dai clienti che versano in condizioni di disagio economico e la parallela definizione dell'ammontare dell'aliquota della componente tariffaria deputata a compensare l'onere posto in capo al sistema;
- non si rilevano elementi di rilievo relativamente al fabbisogno del Conto squilibri perequazione trasporto regionale istituito con deliberazione n. 45/07, del Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, di cui all'articolo 93, comma 1, lettera a) della RTDG e del Conto per la qualità dei servizi gas, di cui all'articolo 93, comma 1, lettera b) della RTDG.

Ritenuto opportuno:

- adeguare in aumento le componenti tariffarie A3 e UC3;
- prevedere che, in relazione alla revisione delle aliquote della componente A3, venga applicata la differenziazione di aliquota prevista dal comma 73.1 del Testo Integrato, in coerenza con il percorso di gradualità del processo di riforma delle deroghe in materia di applicazione degli oneri generali avviato con la deliberazione ARG/elt 38/08;
- confermare per il terzo trimestre 2009 il valore delle altre componenti tariffarie relative al settore elettrico A e UC e della componente MCT;
- prevedere che per il trimestre luglio-settembre 2009 gli addebiti per la parte riferita al servizio di vendita di cui al comma 74.4 del Testo integrato, salvo quanto previsto per le Ferrovie dello Stato S.p.A. dall'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 47/08, siano aggiornati ai sensi del comma 74.5 del medesimo Testo integrato, con riferimento ai corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato in vigore al 30 giugno 2007, aggiornati coerentemente con le variazioni delle condizioni economiche per l'approvvigionamento dell'energia elettrica che si applicano ai clienti ammessi al servizio di maggior tutela;
- prevedere che la Cassa, a titolo di acconto, eroghi:
  a) alle società di cui alle deliberazioni ARG/elt 26/09, ARG/elt 45/09, ARG/elt 58/09, ARG/elt 65/09 e ARG/elt 66/09;
  b) alle eventuali ulteriori società che abbiano trasmesso all'Autorità, entro il 10 settembre 2009, istanza per il riconoscimento degli oneri CV per l'anno 2004, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003;

  le disponibilità del conto VE, come risultano alla data del 10 settembre 2009, in misura proporzionale agli oneri complessivamente riconosciuti a ciascuna società;
- definire con successivo provvedimento le modalità di raccolta delle ulteriori risorse necessarie alla copertura degli oneri CV, anche in relazione alla situazione del contenzioso;
- modificare il Testo integrato per tener conto delle disposizioni introdotte con la deliberazione ARG/elt 1/09;
- modificare l'articolo 2, comma 4, della deliberazione ARG/elt 47/08 al fine di chiarire le modalità di calcolo della componente tariffaria compensativa di cui all'articolo 74.4 del TIT per la società Ferrovie dello Stato SpA.
- dimensionare la componente UG1 tenendo conto:
  a) del gettito atteso per il primo semestre 2009 dall'applicazione delle tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008, applicate dalle imprese ai sensi delle disposizioni del comma 2.4 della deliberazione ARG/gas 159/08;
  b) del gettito atteso per il secondo semestre 2009 dall'applicazione delle tariffe obbligatorie di cui all'articolo 35 della RTDG, come fissate nel presente provvedimento;
  c) della stima del gettito atteso dall'applicazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009, determinate sulla base dei dati a disposizione dell'Autorità, come trasmessi dalle imprese distributrici ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 7 della RTDG;

- in attesa della conclusione del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 20/09, confermare transitoriamente pari a zero la componente tariffaria GS;
- confermare per il terzo trimestre 2009 i valori delle componenti tariffarie φ, *RE* e *RS*, queste due ultime riformulate in centesimi di euro/standard metro cubo, secondo quanto previsto dalla RTDG

DELIBERA

Articolo 1
Componenti tariffarie relative al settore elettrico

1.1 I valori delle componenti tariffarie A, UC ed MCT, per il trimestre luglio – settembre 2009, sono fissati come indicato nelle *Tabelle 1, 2, 3* e *4* allegate al presente provvedimento.

Articolo 2
Disposizioni in materia di regimi tariffari speciali

2.1 Salvo quanto disposto con deliberazione ARG/elt 47/08, per il trimestre luglio - settembre 2009, ai fini del computo della componente compensativa prevista dal comma 74.4 del Testo integrato, i corrispettivi relativi al servizio di vendita di cui al medesimo comma 74.4 aggiornati ai sensi del comma 74.5, sono pari ai corrispettivi in vigore al 30 giugno 2007 aggiornati, limitatamente alle componenti a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento, espresse in centesimi di euro/kWh, tramite i coefficienti correttivi fissati nella *Tabella 5* allegata al presente provvedimento.

Articolo 3
Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico

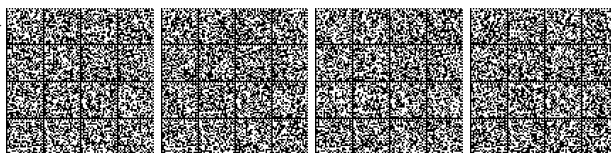
3.1 La Cassa, eroga, a titolo di acconto:

a. alle società di cui alle deliberazioni ARG/elt 26/09, ARG/elt 45/09, ARG/elt 58/09, ARG/elt 65/09 e ARG/elt 66/09;

b. alle eventuali ulteriori società che abbiano trasmesso all'Autorità, entro il 10 settembre 2009, istanza per il riconoscimento degli oneri CV per l'anno 2004, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003;

le disponibilità del conto VE, come risultano alla data del 10 settembre 2009, in misura proporzionale agli oneri complessivamente riconosciuti a ciascuna società.

Articolo 4
Modifiche al Testo integrato

4.1 All'articolo 1, comma 1.1 del Testo integrato, dopo la definizione "decreto 28 dicembre 2007" è aggiunta la seguente definizione:

"• **decreto ministeriale 18 dicembre 2008:** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 18 dicembre 2008, recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 79/99;"

4.2 All'articolo 1, comma 1.1 del Testo integrato, dopo la definizione "deliberazione n. 341/07" è aggiunta la seguente definizione:

"• **deliberazione ARG/elt 1/09:** è la deliberazione dell'Autorità 9 gennaio 2009, ARG/elt 1/09;"

4.3 All'articolo 5, comma 56.2 del Testo Integrato, sono aggiunte le seguenti lettere:

" q. La differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata, di cui all'articolo 2, lettera a), del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, e i ricavi derivanti al GSE dalla vendita della medesima energia elettrica, ai sensi del comma 8.1 dell'Allegato A della deliberazione ARG/elt 1/09;

r. I costi relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, sostenuti dal GSE per le verifiche sugli impianti che si avvalgono del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, ai sensi del comma 8.2 dell'Allegato A della deliberazione ARG/elt 1/09;

4.4 All'articolo 5, comma 56.8 del Testo Integrato, le parole "agli oneri di cui al precedente comma 56.2, lettere d), e), g), h), i) e j)." sono sostituite le seguenti parole: "agli oneri di cui al precedente comma 56.2, lettere d), e), g), h), i) j), k), l), n), o), p), q) e r).".

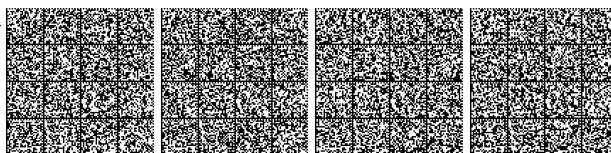
Articolo 5
Modifiche alla deliberazione ARG/elt 47/08

5.1 All'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 47/08, il comma 2.4 è sostituito dal seguente:

"2.4 Il corrispettivo CE di cui al comma 2.3 è determinato per ciascun mese dalla formula seguente:

$$CE = PUN_1 - (PUN_2 - P_{CIP6}) \cdot \frac{ECIP6}{E_{tot}} - \frac{RA}{E_{tot}}$$

Dove:

PUN_1 è la media pesata sulla totale energia elettrica prelevata in ciascuna ora dai punti di prelievo nella titolarità della società RFI e ricompresi nel regime tariffario speciale dei valori assunti dal prezzo di acquisto di cui all'art. 30.4 lettera c) della deliberazione n. 111/06 in ciascuna ora del mese

PUN_2 è la media pesata sulla energia elettrica relativa alla banda di potenza Cip6 assegnata alla società RFI in ciascuna ora, dei valori assunti dal prezzo di acquisto di cui all'art. 30.4 lettera c) della deliberazione n. 111/06 in ciascuna ora del mese

P_{CIP6} è il prezzo di cessione al mercato dell'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del decreto 21 novembre 2000, valevole per il mese in cui si calcola la CE

$ECIP6$ è il prodotto tra la banda di potenza Cip6 assegnata alla società RFI e il numero di ore del mese per il quale si calcola la CE

E_{tot} è la totale energia elettrica prelevata dalla società RFI nel mese

RA è la quota mensile dei proventi delle aste per l'allocazione dei diritti di capacità di trasporto con le reti transfrontaliere riconosciuta da Terna alla società RFI ".

Articolo 6
Componenti tariffarie relative al settore gas

6.1 Il valore della componente tariffaria φ di cui all'articolo 3, comma 1, della deliberazione ARG/com 36/09 è confermato per il trimestre luglio – settembre 2009.

6.2 I valori delle componenti *UG1*, *GS*, *RE* ed *RS* delle tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 35, lettere c), d), e) ed f) della RTDG, per il trimestre luglio – settembre 2009, sono fissati come indicato nella *Tabella 6* allegata al presente provvedimento.

Articolo 7
Disposizioni transitorie e finali

7.1 Il presente provvedimento è trasmesso alla Cassa.

7.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dall'1 luglio 2009.

7.3 L'Allegato A della deliberazione n. 348/07 e la deliberazione ARG/elt 47/08 con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità.

Milano, 30 giugno 2009

Il presidente: ORTIS

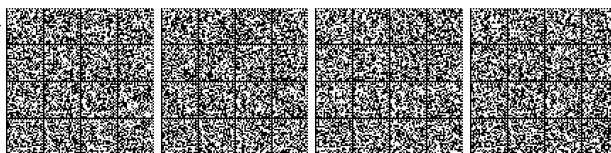



Tabella 1: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5,AS

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	A2					A3								
		centesimi di euro/kWh					*centesimi di euro/kWh*				*centesimi di euro/kWh*			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*	*centesimi di euro/punto di prelievo per anno*	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*
						Aliquota complessiva					*Quota parte di cui al comma 47.3 del Testo integrato*			
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione														
di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW														
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,160				-	0,623				*0,206*			
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh	-	0,298				-	1,159				*0,382*			
per consumi annui oltre 2640 kWh	-	0,436				-	1,697				*0,560*			
di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti														
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,436				-	1,697				*0,560*			
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh	-	0,436				-	1,697				*0,560*			
per consumi annui oltre 2640 kWh	-	0,436				-	1,697				*0,560*			
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,191	0,191	0,191	0,191	-	1,340	1,340	1,340	1,340	*0,442*	*0,442*	*0,442*	*0,442*
lettera c) Altre utenze in bassa tensione														
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,273	-	-	-	-	1,062	-	-	-	*0,350*	-	-	-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	371,85	0,137	0,137	0,137	0,137	4.469,37	1,440	1,440	1,440	1,440	*0,475*	*0,475*	*0,475*	*0,475*
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,137	0,137	-	-	-	1,062	1,062	-	-	*0,350*	*0,350*	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	371,85	0,137	0,137	-	-	3.718,79	1,182	1,182	-	-	*0,390*	*0,390*	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	371,85	0,151	0,076	0,076	-	4.689,96	1,060	0,914	0,530	-	*0,350*	*0,302*	*0,175*	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	371,85	0,151	0,076	0,076	-	4.689,96	1,060	0,914	0,530	-	*0,350*	*0,302*	*0,175*	-

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	A4					A5					AS				
		centesimi di euro/kWh					*centesimi di euro/kWh*					*centesimi di euro/kWh*			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*	*centesimi di euro/punto di prelievo per anno*	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*	*centesimi di euro/punto di prelievo per anno*	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione															
di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW															
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,075				-	0,018				-	0,169			
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh	-	0,138				-	0,033				-	0,169			
per consumi annui oltre 2640 kWh	-	0,202				-	0,047				-	0,169			
di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti															
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,202				-	0,047				-	0,169			
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh	-	0,202				-	0,047				-	0,169			
per consumi annui oltre 2640 kWh	-	0,202				-	0,047				-	0,169			
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,255	0,255	0,255	0,255	-	0,020	0,020	0,020	0,020	-	0,169	0,169	0,169	0,169
lettera c) Altre utenze in bassa tensione															
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,255	-	-	-	-	0,030	-	-	-	-	0,169	-	-	-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,255	0,255	0,255	0,255	366,68	0,010	0,010	0,010	0,010	-	0,169	0,169	0,169	0,169
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,255	0,255	-	-	-	0,010	0,010	-	-	-	0,169	0,169	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	-	0,255	0,255	-	-	366,68	0,010	0,010	-	-	-	0,169	0,169	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	0,280	0,140	0,140	-	366,68	0,010	0,010	-	-	-	0,187	0,094	0,094	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	0,280	0,140	0,140	-	366,68	0,010	0,010	-	-	-	0,187	0,094	0,094	-

Tabella 2: Componente tariffaria A6

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	*centesimi di euro per punto di prelievo /mese*	*centesimi di euro/kW/mese*	*centesimi di euro/kWh*
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,000	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,000
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,000		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW		0,000	
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,000
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,000		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 100 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 100 kW		0,000	
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,000		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		0,000	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		0,000	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		0,000	
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,000		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		0,000	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		0,000	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		0,000	

Tabella 3: Componenti tariffarie UC3, UC4, UC6, UC7 e MCT

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	UC3		UC4		UC6			UC7		MCT	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro / kW/anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,083			-	75,40	0,019	-	0	-	0,017
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW											
	per consumi annui fino a 1800 kWh			-	0,023							
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh			-	0,044							
	per consumi annui oltre 2640 kWh			-	0,064							
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti											
	per consumi annui fino a 1800 kWh			-	0,064							
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh			-	0,064							
	per consumi annui oltre 2640 kWh			-	0,064							
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,083	-	-	-	-	0,065	-	0	-	0,017
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione											
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,083	-	0,030	637,74	-	0,019	-	0	-	0,017
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,083	-	0,030	637,74	-	0,019	-	0	-	0,017
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,036	-	-	-	-	0,047	-	0	-	0,017
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	0,036	-	0,020	37.061,79	-	-	-	0	-	0,017
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	0,023	-	0,010	-	-	-	-	0	-	0,017
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	0,023	-	0,010	-	-	-	-	0	-	0,017

Tabella 4: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6, AS, UC e MCT per i soggetti di cui al comma 73.2 del Testo integrato

	A2	***A3***		***A4***	***A5***	***A6***	***AS***	***UC3***		***UC4***	***UC6***			***UC7***		***MCT***
	(centesimi di euro/kWh)	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kW/anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*
		Aliquota complessiva	*Quota parte di cui al comma 47.3 del Testo integrato*													
Alluminio primario								0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,017
di cui: per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	0,151	1,060	*0,350*	0,00	0,010	0,000	0,187									
per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	0,076	0,914	*0,302*	0,00	0,010	0,000	0,094									
per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	0,076	0,530	*0,175*	0,00	0,000	0,000	0,094									
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)								0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,017
di cui: per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	0,151	1,060	*0,350*	0,280	0,010	0,000	0,187									
per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	0,076	0,914	*0,302*	0,140	0,010	0,000	0,094									
per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	0,076	0,530	*0,175*	0,140	0,000	0,000	0,094									
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,000	0,000	*0,000*	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,017
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,000	0,000	*0,000*	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,017

Tabella 5: Coefficienti di aggiornamento di cui all'articolo 2

Per punti di prelievo dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

	luglio	agosto	settembre
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F1	1,0412	0,9391	0,9926
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F2	1,0363	1,0366	1,0461
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F3	0,9615	1,0193	0,9902

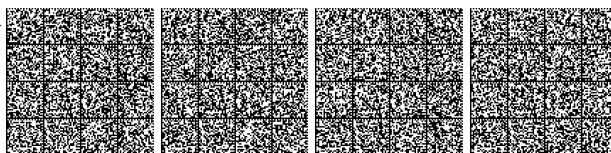



Tabella 6: Componenti tariffarie *UG1, GS, RE* ed *RS*

Tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura di cui all'art. 35 della RTDG		centesimi di euro/standard metro cubo
lettera c)	componente tariffaria UG_1	0,2852
lettera d)	componente tariffaria GS	---
lettera e)	componente tariffaria *RE*	0,0563
lettera f)	componente tariffaria *RS*	0,0313

09A09904

ITALO ORMANNI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G903132/1) Roma, 2009 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

- **presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;**
- **presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sul sito www.ipzs.it, al collegamento rete di vendita (situato sul lato destro della pagina).**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2009 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:		
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€ **438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€ **239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:		
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€ **309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€ **167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:		
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€ **68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€ **43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:		
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€ **168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€ **91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:		
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€ **65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€ **40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:		
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€ **167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€ **90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, e dai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€ **819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€ **431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€ **682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€ **357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € 80,00 il versamento relativo al tipo di abbonamento alla ***Gazzetta Ufficiale*** - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2009.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
	serie generale	€ 1,00
	serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€ 1,50
	supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€ 6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€ **295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,00)	- semestrale	€ **162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€ **85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€ **53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo € **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5% € **180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione) € 18,00
I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.